



Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN pour 2012



Septembre 2013



Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN pour 2012

© Ministre de Travaux publics et Services gouvernementaux Canada 2013

Numéro de catalogue de TPSGC CC171-11/2010F-PDF

ISSN 1926-1721

Publié par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN)

La reproduction d'extraits du présent document à des fins personnelles est autorisée à condition que la source soit indiquée en entier. Toutefois, sa reproduction en tout ou en partie à des fins commerciales ou de redistribution nécessite l'obtention préalable d'une autorisation écrite de la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

Also available in English under the title: *CNSC Staff Integrated Safety Assessment of Canadian Nuclear Power Plants for 2012*

Disponibilité du document

Les personnes intéressées peuvent consulter le document sur le site Web de la CCSN à suretenucleaire.gc.ca ou l'obtenir, en français ou en anglais, en communiquant avec la :

Commission canadienne de sûreté nucléaire
280, rue Slater
C.P. 1046, Succursale B
Ottawa (Ontario) K1P 5S9
CANADA

Téléphone : (613) 995-5894 ou 1-800-668-5284 (Canada seulement)

Télécopieur : (613) 995-5086

Courriel : info@cnsc-ccsn.gc.ca

Site web : www.suretenucleaire.gc.ca

Facebook : facebook.com/Commissioncanadiennedesuretenucleaire

YouTube : youtube.com/ccsncnsc

Historique de publication

Juin 2013 Consultation

Septembre 2013 Édition 1.0

Images de la page couverture : Centrales nucléaires canadiennes

De gauche à droite :

centrale nucléaire Darlington (Bowmanville, Ontario)

centrale nucléaire Gentilly-2 (Bécancour, Québec)

centrale nucléaire Point Lepreau (Point Lepreau, Nouveau-Brunswick)

centrales nucléaires Bruce-A et Bruce-B (Tiverton, Ontario)

centrales nucléaires Pickering-A et Pickering-B (Pickering, Ontario)

Sommaire

La Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) publie chaque année un rapport sur le rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada. Le présent rapport, intitulé *Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN pour 2012* (communément appelé Rapport 2012 sur les centrales nucléaires), présente un sommaire du rendement en matière de sûreté de l'ensemble des centrales nucléaires au Canada et de chacune de ces centrales.

En 2012 :

- sept centrales nucléaires étaient en exploitation à cinq sites différents, répartis dans trois provinces
- dix-sept réacteurs étaient en exploitation au début de l'année
- les tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A ont été redémarrées à la suite de leur réfection
- le permis de la centrale Point Lepreau a été renouvelé et son réacteur a été redémarré à la suite de la réfection
- la centrale Gentilly-2 a été exploitée tout au long de l'année, puis mise à l'arrêt en décembre, moment où on a également mis fin à son exploitation commerciale
- dix-neuf réacteurs étaient en exploitation à la fin de l'année

Faits saillants sur le rendement global

À la lumière des résultats des inspections, des examens et des évaluations effectués, le personnel de la CCSN a conclu que les centrales nucléaires au Canada ont été exploitées de manière sûre en 2012. Les évaluations de toutes les observations relatives aux domaines de sûreté et de réglementation (DSR) ont démontré que, de façon globale, les titulaires de permis de centrale nucléaire ont mis en œuvre des programmes qui prévoient des mesures adéquates pour préserver la santé et la sécurité des personnes, protéger l'environnement, maintenir la sécurité nationale et respecter les obligations internationales du Canada.

La conclusion quant à l'exploitation sûre des centrales repose sur les observations suivantes :

- aucune défaillance grave de système fonctionnel n'est survenue aux centrales nucléaires
- aucun membre du public n'a reçu une dose de rayonnement dépassant la limite réglementaire
- il n'y a eu aux centrales nucléaires aucune dose de rayonnement aux travailleurs supérieure aux limites réglementaires
- la fréquence et la gravité des blessures non radiologiques mettant en cause des travailleurs étaient minimales
- aucun rejet radiologique provenant des centrales n'a excédé les limites réglementaires
- les titulaires de permis se sont conformés aux conditions de leurs permis relatives aux obligations internationales du Canada

Le tableau 1 présente, pour l'année 2012, un sommaire des cotes attribuées au rendement à chacune des centrales nucléaires au Canada. On y retrouve la liste des domaines de sûreté et de réglementation (DSR) et, pour chacune des centrales, les cotes attribuées au rendement dans chacun des DSR ainsi que leur cote intégrée de rendement, celle-ci représentant une mesure du rendement global de la centrale en matière de sûreté, et, pour l'ensemble des centrales, les

moyennes de chacune de ces cotes. Les différentes cotes sont : « entièrement satisfaisant (ES) », « satisfaisant (SA) », « inférieur aux attentes (IA) » et « inacceptable (IN) ».

Pour l'année 2012, la cote intégrée de rendement « entièrement satisfaisant » a été attribuée à la centrale nucléaire Darlington et la cote intégrée de rendement « satisfaisant » l'a été dans le cas de toutes les autres centrales. Ces cotes sont les mêmes que celles des deux dernières années. Aucun titulaire de permis ne s'est vu attribué la cote « inférieur aux attentes » ou « inacceptable ».

Tableau 1 : Cotes de rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada pour l'année 2012

Domaine de sûreté et de réglementation	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Système de gestion	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion du rendement humain	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Conduite de l'exploitation	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Analyse de la sûreté	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Conception matérielle	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Radioprotection	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Santé et sécurité classiques	ES	ES	ES	SA	SA	SA	ES	ES
Protection de l'environnement	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion des urgences et protection-incendie	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion des déchets	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Sécurité	ES	ES	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Garanties et non-prolifération	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Emballage et transport	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Cote intégrée de la centrale	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA

Faits saillants du rendement de chaque centrale nucléaire

Bruce-A et Bruce-B

La cote intégrée de rendement « satisfaisant » a été attribuée aux centrales nucléaires Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2012, soit la même que pour l'année 2011. La cote « satisfaisant » a été attribuée au rendement dans la plupart des DSR, tandis que le personnel de la CCSN a attribué la cote « entièrement satisfaisant » au rendement dans les deux DSR suivants :

- santé et sécurité classiques
- sécurité

L'exercice de gestion des urgences « Huron Challenge – Trillium Resolve » a eu lieu au site de Bruce Power en octobre. Cet exercice provincial a démontré que le titulaire de permis a mis en place un programme efficace et qu'il est capable de répondre à des menaces graves contre l'installation.

Les activités de réfection des tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A ont été réalisées avec succès et ces tranches ont été remises en service.

Darlington

La cote intégrée de rendement « satisfaisant » a été attribuée à la centrale Darlington pour l'année 2012, soit la même que celle attribuée depuis 2008. La cote « satisfaisant » a été attribuée au rendement dans la plupart des DSR, tandis que le personnel de la CCSN a attribué la cote « entièrement satisfaisant » au rendement dans les DSR suivants :

- rendement de l'exploitation
- aptitude fonctionnelle
- radioprotection
- santé et sécurité classiques

En novembre, l'« Institute of Nuclear Power Operations (INPO) » a honoré Ontario Power Generation (OPG) en lui octroyant un prix, soit le « INPO Award of Excellence » (Prix d'excellence de l'INPO) – une reconnaissance, de la part des pairs du secteur nucléaire, du rendement excellent obtenu de façon continue à la centrale nucléaire Darlington au chapitre de l'exploitation et de la sûreté.

La Commission a tenu une audience publique exhaustive afin d'étudier les résultats de l'évaluation environnementale (EE) réalisée au regard de la réfection des quatre tranches de la centrale Darlington. Cette audience couvrait également le renouvellement du permis d'exploitation de la centrale. Le renouvellement du permis permet à OPG de préparer sa demande concernant le projet de réfection prévu, notamment les examens de sûreté exigés par la CCSN afin de s'assurer que l'installation continue d'être exploitée en conformité avec des normes rigoureuses.

Pickering-A et Pickering-B

La cote intégrée de rendement attribuée aux centrales Pickering-A et Pickering-B pour l'année 2012 est « satisfaisant », soit la même que pour l'année 2011. Le personnel de la CCSN a attribué la cote « satisfaisant » au rendement dans tous les DSR.

En 2012, OPG a continué de régler les problèmes de conformité soulevés précédemment relativement au domaine particulier « Accréditation du personnel », en apportant des améliorations comme la mise en œuvre d'un nouveau programme de formation sur le tas.

Gentilly-2

La cote intégrée de rendement « satisfaisant » a été attribuée à la centrale Gentilly-2 pour l'année 2012, soit la même que pour l'année 2011. Le personnel de la CCSN a attribué la cote « satisfaisant » au rendement dans tous les DSR.

À la fin de décembre 2012, Hydro-Québec a mis fin à l'exploitation commerciale de la centrale Gentilly-2 et a commencé à placer le réacteur dans un état de conservation sûr en préparation au déclassement à venir.

Point Lepreau

La cote intégrée de rendement « satisfaisant » a été attribuée à la centrale Point Lepreau pour l'année 2012, soit la même que pour l'année 2011. Le personnel de la CCSN a attribué la cote « satisfaisant » au rendement dans presque tous les DSR et la cote « entièrement satisfaisant » dans le cas du DSR « Santé et sécurité classiques ».

La Commission a renouvelé le permis d'Énergie nucléaire Nouveau-Brunswick Inc. (Énergie NB) pour l'exploitation de la centrale Point Lepreau. L'exploitation commerciale du réacteur a repris en novembre 2012, après que les travaux de réfection eurent été réalisés avec succès.

Réponse à l'accident survenu à la centrale Fukushima Daiichi

Les titulaires de permis de centrale nucléaire au Canada sont en bonne voie de terminer la mise en œuvre des mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF) d'ici décembre 2015.

Les MPF ont été élaborées pour donner suite aux recommandations formulées par le Groupe de travail de la CCSN sur Fukushima portant sur les améliorations qui devraient être apportées aux centrales nucléaires au Canada en réponse à l'accident survenu à la centrale Fukushima Daiichi. Tous les titulaires de permis ont réalisé des progrès satisfaisants à ce chapitre. À la fin de 2012, les dossiers de 18 MPF devant être mises en œuvre à court terme étaient tous fermés dans le cas des centrales de Bruce Power et d'OPG, et étaient soit fermés ou faisaient l'objet d'un examen pour déterminer s'ils devaient l'être dans le cas des autres centrales. Cette situation est conforme aux échéances établies dans le *Plan d'action de la CCSN*.

Programme relatif à l'information et la divulgation publiques

Tous les titulaires de permis ont fait des progrès pour s'assurer, d'ici l'échéance de décembre 2013, de la conformité des programmes relatifs à l'information et la divulgation publiques avec les exigences du document d'application de la réglementation RD/GD-99.3, *L'information et la divulgation publiques*, un document d'application de la réglementation publié par la CCSN en 2012.

Structure des domaines de sûreté et de réglementation

Le personnel de la CCSN utilise la structure des DSR pour évaluer le rendement en matière de sûreté. Le personnel de la CCSN a effectué en 2012 un examen des domaines particuliers que couvre cette structure. Certains des changements recommandés ont été incorporés dans le présent rapport. La structure révisée des DSR sera mise en œuvre de façon intégrale dans le Rapport 2013 sur les centrales nucléaires.

Table des matières

1.	Vue d'ensemble	1
2.	Tendances du rendement en matière de sûreté aux centrales nucléaires	6
2.1	Système de gestion.....	7
2.2	Gestion du rendement humain	8
2.3	Conduite de l'exploitation	11
2.4	Analyse de la sûreté	17
2.5	Conception matérielle	20
2.6	Aptitude fonctionnelle	24
2.7	Radioprotection.....	30
2.8	Santé et sécurité classiques	34
2.9	Protection de l'environnement.....	39
2.10	Gestion des urgences et protection-incendie.....	41
2.11	Gestion des déchets.....	42
2.12	Sécurité	43
2.13	Garanties et non-prolifération	44
2.14	Emballage et transport	45
2.15	Programmes relatifs à l'information et à la divulgation publiques	46
3.	Cote du rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires	47
3.1	Bruce-A et Bruce-B	47
3.2	Darlington	62
3.3	Pickering-A et Pickering-B.....	75
3.4	Gentilly-2.....	90
3.5	Point Lepreau.....	101
4.	Développements et questions en matière de réglementation.....	113
4.1	Bruce-A et Bruce-B	115
4.2	Darlington	123
4.3	Pickering-A et Pickering-B.....	128
4.4	Gentilly-2.....	137
4.5	Point Lepreau	140
5.	Sommaire et conclusions	144

Annexe A : Définition des domaines de sûreté et de réglementation	147
Annexe B : Définitions des cotes et méthode d'attribution	154
Annexe C : Recherche et développement à l'appui de la réglementation des centrales nucléaires	158
Annexe D : Doses efficaces collectives aux centrales nucléaires	162
Annexe E : Limites opérationnelles dérivées (LOD) aux centrales nucléaires au Canada.....	171
Annexe F : État d'avancement de la mise en œuvre des mesures à prendre aux centrales nucléaires	173
Acronymes et abréviations	177
Glossaire.....	179
Références.....	185

Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN pour 2012

1. Vue d'ensemble

La Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) réglemente l'utilisation de l'énergie et des matières nucléaires afin de préserver la santé et la sécurité des Canadiens, de protéger l'environnement et de respecter les obligations internationales du Canada à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire. Les titulaires de permis sont responsables d'exploiter leurs centrales de manière sûre, et ils sont tenus de mettre en œuvre des programmes qui prévoient des mesures adéquates pour remplir le mandat de la CCSN.

En soutien à ce mandat, le personnel de la CCSN évalue chaque année le rendement global en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada – les centrales dans leur ensemble, ainsi que le rendement de chaque centrale. Un sommaire des résultats de cette évaluation est présenté dans le document intitulé *Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN pour 2012* (communément appelé Rapport 2012 sur les centrales nucléaires).

Cette évaluation est réalisée selon les prescriptions de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (LSRN), les règlements établis en vertu de cette loi, les conditions des permis d'exploitation ainsi que les normes et les documents d'application de la réglementation pertinents. Les évaluations reposent sur l'information recueillie par le personnel de la CCSN lors d'inspections, d'activités de surveillance aux sites, d'examen documentaires et de revues d'événements et d'indicateurs de rendement. Dans la mesure du possible, le rapport établit des comparaisons et dégage des tendances. Il met également en lumière les questions émergentes en matière de sûreté se rapportant à l'ensemble du secteur nucléaire et à chacune des centrales autorisées.

Le Rapport 2012 sur les centrales nucléaires comprend les sections suivantes :

- la présente vue d'ensemble qui donne un sommaire des centrales nucléaires au Canada
- l'évaluation et les cotes de rendement en matière de sûreté de l'ensemble des centrales nucléaires, pour l'année civile 2012 (de janvier à décembre)
- l'évaluation et les cotes de rendement en matière de sûreté de chacune des centrales autorisées, pour l'année civile 2012 (de janvier à décembre)
- des renseignements détaillés sur des questions d'autorisation et d'autres questions de réglementation se rapportant à chacune des centrales autorisées, pour une période plus longue, soit de janvier 2012 à avril 2013 (permettant ainsi de présenter l'état le plus à jour de la situation relative aux questions d'intérêt à chacune des centrales)

Le rapport comprend également six annexes, et se termine par un lexique et une liste de références.

Les centrales nucléaires au Canada

Au Canada, on retrouve sept centrales nucléaires autorisées. Elles sont situées sur cinq sites répartis dans trois provinces, comme l'indique la figure 1, et elles sont exploitées par quatre différents titulaires de permis. Le nombre de réacteurs à chaque site varie entre un et huit, et tous ces réacteurs sont du type CANDU (CANada Deutérium Uranium). Cette conception a été originalement mise au point par la société d'état Énergie atomique du Canada limitée (EACL).

Elle est maintenant la propriété du Groupe SNC-Lavalin Inc., par l'entremise de sa filiale à part entière Candu Énergie.

La figure 1 présente également des données relatives à chacune des centrales nucléaires dont la capacité de production d'électricité des réacteurs, l'année de son entrée en service, le nom du titulaire de permis et la date d'expiration du permis d'exploitation.

En 2012 :

- sept centrales nucléaires étaient en exploitation à cinq sites différents, répartis dans trois provinces
- dix-sept réacteurs étaient en exploitation au début de l'année
- les tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A ont été redémarrées à la suite de leur réfection
- le permis de la centrale Point Lepreau a été renouvelé et son réacteur a été redémarré à la suite de la réfection
- la centrale Gentilly-2 a été exploitée tout au long de l'année, puis mise à l'arrêt en décembre pour la fin de son exploitation commerciale
- les tranches 2 et 3 de la centrale Pickering-A sont demeurées dans un état de conservation sûr, comme au cours des années précédentes depuis le retrait du combustible de leur réacteur en 2008
- dix-neuf réacteurs étaient en exploitation à la fin de l'année

Surveillance réglementaire

La CCSN réglemente le secteur nucléaire au Canada, notamment les centrales nucléaires, en délivrant des permis, en faisant rapport, en effectuant des vérifications et en prenant des mesures pour faire respecter la loi. À chacune des centrales nucléaires, le personnel de la CCSN effectue des inspections, des évaluations et des examens des programmes et des processus du titulaire de permis ainsi que de son rendement en matière de sûreté.

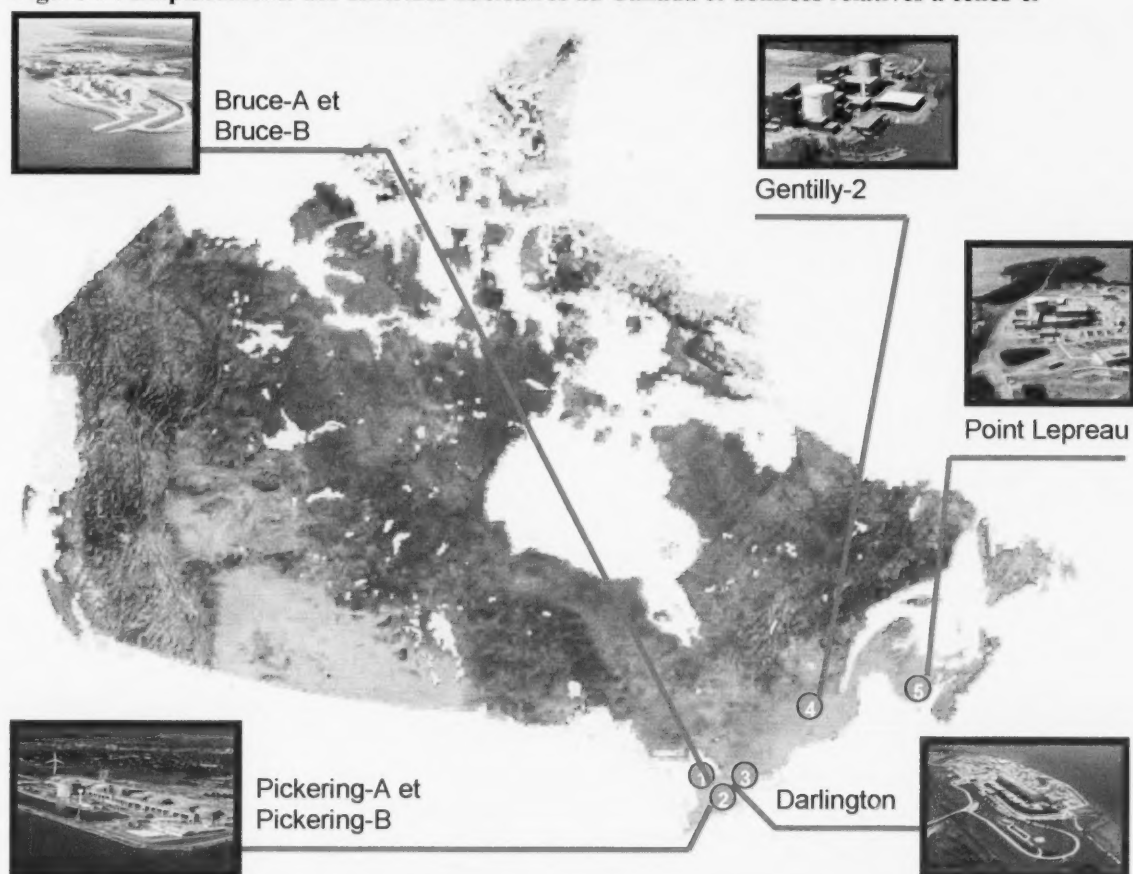
Deux-cent-vingt-neuf (229) membres de la CCSN travaillent directement à la mise en œuvre du programme de réglementation des centrales nucléaires, une tâche à laquelle d'autres membres de l'organisation apportent également leur soutien. Ces ressources comprennent 37 employés de la CCSN en poste aux sites des sept centrales nucléaires, effectuant des inspections sur place, une surveillance du rendement en matière de sûreté, et des activités de soutien au processus de réglementation.

Structure des domaines de sûreté et de réglementation

Le personnel de la CCSN utilise la structure des domaines de sûreté et de réglementation (DSR) pour évaluer le rendement en matière de sûreté de chacun des titulaires de permis. La structure comprend 14 DSR. Chaque DSR comprend des domaines particuliers qui définissent ses éléments-clés.

Le personnel de la CCSN a effectué en 2012 un examen des domaines particuliers. Une révision de la structure des DSR a été distribuée au personnel de la CCSN à la fin de 2012. Afin de tenir compte de contraintes de logistique, l'incorporation de la structure révisée dans les rapports annuels sur les centrales nucléaires sera répartie sur deux ans – une partie cette année, le reste l'an prochain. L'annexe A donne une liste complète des DSR et domaines particuliers utilisés dans le présent rapport.

Figure 1 : Emplacements des centrales nucléaires au Canada et données relatives à celles-ci



Centrale	Titulaire de permis	Localité	État des tranches	Capacité brute de production d'électricité par réacteur (en MW)	Entrée en service ¹	Date d'expiration du permis
Bruce-A	Bruce Power Inc.	Tiverton (Ont.)	4 en exploitation	904	1977	31 octobre 2014
Bruce-B	Bruce Power Inc.	Tiverton (Ont.)	4 en exploitation	915	1984	31 octobre 2014
Darlington	Ontario Power Generation Inc.	Darlington (Ont.)	4 en exploitation	935	1990	31 décembre 2014
Pickering-A	Ontario Power Generation Inc.	Pickering (Ont.)	2 en exploitation 2 vides de combustible et en état de conservation sûr	542	1971	30 juin 2013 ²
Pickering-B	Ontario Power Generation Inc.	Pickering (Ont.)	4 en exploitation	540	1982	30 juin 2013 ²
Gentilly-2	Hydro-Québec	Bécancour (Qc)	1 en exploitation ³	675	1983	30 juin 2016
Point Lepreau	Énergie nucléaire Nouveau-Brunswick Inc.	Lepreau (N.-B.)	1 en exploitation	705 ⁴	1982	30 juin 2017

¹ Dans le cas des centrales à tranches multiples, ceci indique l'année d'entrée en service de la première tranche.

² Le renouvellement du permis est présentement en cours.

³ On a mis fin à l'exploitation commerciale de la centrale Gentilly-2 le 28 décembre 2012 et celle-ci est en voie d'être placée dans un état de conservation sûr

⁴ Capacité réelle après la réfection achevée en 2012 : avant la réfection, elle était de 680 MW(c)

Exigences en matière de rapports à soumettre

Les exigences de la CCSN en ce qui a trait aux rapports à soumettre sont documentées dans les règlements pertinents, dans le document d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1] et dans certaines conditions particulières des permis. Le personnel de la CCSN examine les rapports afin de déceler les problèmes possibles de non-conformité, de vérifier leur qualité et de s'assurer qu'ils sont complets.

Programme de vérification de la conformité

Le personnel de la CCSN met en œuvre le programme de vérification de la conformité pour déterminer si les titulaires de permis se conforment aux exigences réglementaires stipulées dans la LSRN, les règlements connexes et les permis délivrés par la CCSN. La conformité avec ces exigences donne l'assurance que le risque pour la santé et la sécurité des Canadiens est maintenu à un niveau assez faible pour être acceptable.

Le programme de vérification de la conformité comprend toutes les activités de conformité effectuées par le personnel de la CCSN. Ce programme est fondé sur le degré de risque, le rendement et les 14 DSR. Les activités de conformité comprennent la surveillance, les inspections et les examens documentaires.

- La surveillance est effectuée par les inspecteurs de la CCSN en poste aux différents sites qui surveillent l'exploitation de la centrale et vérifient de façon continue que le titulaire de permis l'exploite de manière sûre et conformément aux exigences et attentes de la CCSN. Dans l'exercice de leur fonction de surveillance, les inspecteurs examinent quotidiennement des activités d'exploitation, assistent à titre d'observateur à des réunions tenues par les titulaires de permis et font la collecte de données pendant des visites en chantier.
- Les inspections consistent à examiner des preuves objectives et à effectuer des activités de conformité systématiques et pleinement documentées afin de déterminer si les programmes, le processus et les pratiques des titulaires de permis sont conformes aux exigences réglementaires de la CCSN. Ces inspections peuvent être planifiées ou réactives, annoncées ou non, ou réalisées par une personne ou une équipe. Le personnel de la CCSN a réalisé 167 inspections aux centrales nucléaires en 2012 (six de plus qu'en 2011, ceci représentant 90 % des inspections prévues).
- Les examens documentaires consistent en des examens de documents et de rapports soumis par les titulaires de permis. Ces documents comprennent les rapports techniques trimestriels, des rapports périodiques sur la conformité et des rapports spéciaux, comme les rapports d'événement et les rapports sur les mesures correctives prises.

Évaluation du rendement en matière de sûreté

Le Rapport 2012 sur les centrales nucléaires présente les cotes de rendement en matière de sûreté dans chacun des DSR à chacune des centrales nucléaires. Ces cotes sont fonction des résultats des activités du programme de vérification de la conformité. Pour établir les cotes de rendement, le personnel de la CCSN a tenu compte de plus de 1 600 observations. De ce nombre, plus de 99 % ont été jugées positives, de valeur négligeable ou de peu d'importance sur le plan de la sûreté – en d'autres mots, chacune de ces observations a eu une incidence positive, négligeable ou légèrement négative sur l'évaluation d'un domaine particulier. Chacune des autres observations a eu une incidence négative sur l'évaluation d'un domaine particulier. Les observations ont été associées aux DSR appropriés et évaluées en regard d'un ensemble d'objectifs et de critères de rendement définis par la CCSN.

L'évaluation présentée dans un rapport sur les centrales nucléaires comprend une cote intégrée de rendement pour chaque centrale. Cette cote est une mesure générale du rendement global en matière de sûreté de chacune des centrales et elle est déterminée en combinant les cotes attribuées au rendement dans les 14 différents DSR.

Consultation des groupes autochtones

Le personnel de la CCSN a consulté un nombre de communautés autochtones dans le cadre de l'évaluation environnementale (EE) et des examens relatifs à l'autorisation de la centrale Darlington, afin de s'assurer que la CCSN respectait l'obligation de consulter. Pour le renouvellement du permis des centrales à Pickering, le personnel de la CCSN a entrepris des activités de consultations des autochtones en 2012 et a continué de consulter les communautés autochtones en 2013, avant la tenue de l'audience publique. Dans ces deux cas, les activités de consultation comprenaient l'envoi de lettres, des réunions et des audiences publiques. Les groupes autochtones qui souhaitent être tenus au courant des activités de chaque centrale nucléaire ont reçu des exemplaires de l'ébauche du rapport sur les centrales nucléaires de 2012 et un avis concernant l'occasion de participer comme observateurs à la réunion de la Commission sur l'ébauche du rapport. Puisque ce rapport est à titre d'information seulement, il convient de signaler que l'obligation de consulter ne s'appliquait pas.

2. Tendances du rendement en matière de sûreté aux centrales nucléaires

Cette section présente les conclusions tirées par le personnel de la CCSN à l'égard du rendement intégré en matière de sûreté de l'ensemble des centrales nucléaires dans chacun des DSR, et elle met en lumière des questions et observations de nature générale. Le rendement global de l'ensemble des centrales nucléaires est déterminé en faisant l'estimation d'une cote moyenne du rendement à ces centrales pour chacun des DSR.

Pour en arriver à ces conclusions, le personnel de la CCSN évalue dans quelle mesure les programmes des titulaires de permis répondent aux exigences et aux attentes réglementaires et contribuent à préserver la santé et la sécurité des Canadiens, à protéger l'environnement et à respecter les obligations internationales du Canada à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire. Les conclusions reposent sur les observations faites tout au long de l'année lors d'inspections, d'examens documentaires et de revues d'événements, et elles sont classées suivant leur pertinence pour les 14 DSR suivants :

- système de gestion
- gestion du rendement humain
- conduite de l'exploitation
- analyse de la sûreté
- conception matérielle
- aptitude fonctionnelle
- radioprotection
- santé et sécurité classiques
- protection de l'environnement
- gestion des urgences et protection-incendie
- gestion des déchets
- sécurité
- garanties et non-prolifération
- emballage et transport

En plus de ces 14 DSR, cette section présente un aperçu des programmes d'information et de divulgation publiques que les titulaires de permis doivent mettre en place.

La définition des DSR ainsi que les objectifs de rendement et les domaines particuliers de chacun d'eux se trouvent à l'annexe A, « Définition des domaines de sûreté et de réglementation ». Les définitions des cotes de rendement et la méthode utilisée pour déterminer les cotes indiquées dans le présent rapport se trouvent à l'annexe B, « Définitions des cotes et méthode d'attribution ».

Les indicateurs de rendement de la CCSN et de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (WANO) sont également abordés dans cette section pour faire ressortir différentes tendances. Les indicateurs de rendement que la CCSN utilise sont définis dans le document d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1]. Il est important de souligner qu'il est difficile de comparer les données d'une centrale à celles d'une autre pour une même année parce que certains facteurs, dont le nombre de tranches en service, la conception, la puissance des tranches et les documents directeurs de la centrale, entraînent des variations dans la valeur des indicateurs de rendement.

2.1 Système de gestion

Le DSR « Système de gestion » couvre les mesures d'encadrement servant à établir les processus et les programmes nécessaires pour s'assurer qu'une organisation atteint ses objectifs en matière de sûreté, surveille continuellement son rendement à l'égard de ces objectifs, et favorise une saine culture de sûreté. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales dans ce DSR est « satisfaisant », soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que globalement, la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Système de gestion » aux centrales nucléaires répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement						
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau
	A	B		A	B		
Système de gestion	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Système de gestion » couvre les domaines particuliers suivants :

- système de gestion
- organisation
- gestion du changement (aucune observation d'importance à rapporter)
- rendement en matière de gestion (aucune observation d'importance à rapporter)
- culture de sûreté (aucune observation d'importance à rapporter)
- gestion de la configuration
- continuité des opérations

Système de gestion

Afin d'assurer l'exploitation sûre des installations nucléaires, tous les titulaires de permis de centrale nucléaire doivent mettre en œuvre un système de gestion conforme à la norme de l'Association canadienne de normalisation (CSA) N286-F05, *Exigences relatives au système de gestion des centrales nucléaires* [2]. Les activités de surveillance effectuées par le personnel de la CCSN en 2012 ont permis de relever certaines opportunités d'amélioration mais elles n'ont révélé aucun problème de conformité avec cette norme. Globalement, les systèmes de gestion des titulaires de permis sont efficaces.

Organisation

Tous les titulaires de permis sont tenus de documenter la structure de l'organisation chargée de réaliser les activités autorisées. Les documents produits à cet effet comprennent des descriptions de tous les postes dont les titulaires sont chargés de la gestion et du contrôle de ces activités. Les titulaires de permis font rapport à la CCSN des changements apportés à l'organisation. Aucun problème de conformité n'a été décelé à ce chapitre en 2012.

Ontario Power Generation (OPG) a apporté des changements organisationnels touchant les centrales Darlington, Pickering-A et Pickering-B, tant au niveau de l'entreprise qu'au niveau de sa branche nucléaire. L'entreprise met présentement en place une organisation matricielle à direction centralisée, et OPG Nuclear est en voie de mettre en œuvre un modèle de gestion à direction centralisée par domaine fonctionnel. Le personnel de la CCSN fait un suivi de ces changements et aucun problème de conformité n'a été décelé jusqu'à maintenant.

En 2012, Énergie NB a réalisé la réfection de la centrale Point Lepreau, ce qui a mené à une transition d'une structure organisationnelle axée sur la réfection à une autre axée sur l'exploitation. Aucun problème de conformité n'a été décelé au cours de la transition.

Gestion de la configuration

Le programme de référence en matière de gestion de la configuration a été mis en œuvre à tous les sites. Cependant, on a dénoté des lacunes à chacun d'eux au chapitre des activités à l'appui de la gestion de la configuration, celle-ci nécessitant le soutien continu d'autres processus courants (comme le contrôle des changements techniques, la surveillance du rendement, l'entretien, la gestion du vieillissement et les mesures correctives). Aucun problème important de conformité n'a été décelé.

Continuité des opérations

Tous les titulaires de permis étaient suffisamment bien préparés à mettre en œuvre leurs plans d'urgence en cas d'événement dû à un conflit de travail, de façon à s'assurer que les effectifs minimaux par quart seront respectés.

2.2 Gestion du rendement humain

Le DSR « Gestion du rendement humain » couvre les activités qui permettent d'atteindre un rendement humain efficace par l'élaboration et la mise en œuvre de processus visant à s'assurer que le personnel des titulaires de permis est en nombre suffisant dans tous les domaines d'emploi pertinents, qu'il possède les connaissances et compétences requises, et qu'il a accès aux procédures et outils dont il a besoin pour effectuer ses tâches de manière sûre et sécuritaire. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant », soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Gestion du rendement humain » aux centrales nucléaires répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Gestion du rendement humain	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Gestion du rendement humain » comprend les domaines particuliers suivants :

- programme de rendement humain
- formation du personnel
- accréditation du personnel
- examens d'accréditation initiale et tests de requalification
- organisation du travail et conception de tâches
- procédures et outils de travail (aucune observation d'importance à rapporter)
- aptitude au travail (aucune observation d'importance à rapporter)

Programme de rendement humain

Tous les titulaires de permis ont pris des mesures pour renforcer leur intervention face à différentes conditions allant au-delà du fondement de la conception originale de leurs centrales.

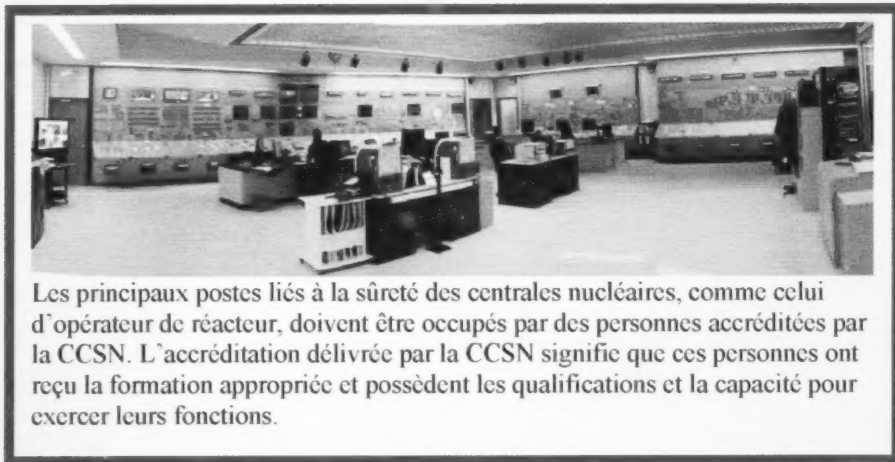
Par exemple un titulaire de permis a participé à un exercice de validation de concept de grande envergure (l'exercice « Huron Challenge – Trillium Resolve). Parce qu'un grand nombre d'employés et des organismes externes participaient à cet exercice, il a permis de tester le programme de rendement humain du titulaire de permis (en plus de la gestion des urgences) en vérifiant dans quelle mesure ses plans d'intervention tiennent compte des menaces graves contre la centrale.

Formation du personnel

Tous les titulaires de permis ont mis en œuvre des systèmes de formation fondés sur l'approche systématique à la formation (ASF). La mise en œuvre de ces systèmes pour les multiples programmes de formation à chacune des centrales nucléaires répond de façon générale aux exigences réglementaires. Les titulaires de permis sont en voie de résoudre les lacunes cernées, conformément à leurs plans des mesures correctives. Ces lacunes ne mettent pas à risque la sûreté nucléaire.

Accréditation du personnel

La CCSN a délivré 76 certificats d'accréditation en 2012. Un nombre suffisant de personnes accréditées étaient toujours en place aux centrales, dont des opérateurs de réacteur (OR), des opérateurs de la tranche 0 (OT0), des chefs de quart (C de Q) et des responsables techniques de la radioprotection (RTR). Le tableau 2 présente des renseignements plus détaillés à ce sujet.



Les principaux postes liés à la sûreté des centrales nucléaires, comme celui d'opérateur de réacteur, doivent être occupés par des personnes accréditées par la CCSN. L'accréditation délivrée par la CCSN signifie que ces personnes ont reçu la formation appropriée et possèdent les qualifications et la capacité pour exercer leurs fonctions.

Le tableau 2 montre que chaque titulaire dispose d'un nombre de personnes accréditées plus grand que l'effectif minimal stipulé dans son permis d'exploitation. De plus, bien qu'un effectif minimal par quart ne soit pas réglementé pour le poste de RTR, le nombre de personnes accréditées pour ce poste à chaque centrale a été jugé suffisant pour assurer la sûreté du personnel et du public.

Tableau 2 : Nombre de personnes présentement accréditées et nombre minimal de personnes devant être accréditées, à chacune des centrales pour chaque poste nécessitant une accréditation

Centrale		OR	OT0	C de Q	Sous-total (RTR en moins)	RTR	Total (Actuel)
Bruce-A	Minimum	30	10	10	50	3	84
	Actuel	40	21	20	81		
Bruce-B	Minimum	30	10	10	50	2	90
	Actuel	53	16	19	88		
Darlington	Minimum	30	10	10	50	2	89
	Actuel	51	17	19	87		
Pickering-A	Minimum	20		10	30	3	64
	Actuel	45		16	61		
Pickering-B	Minimum	30		10	40	3	71
	Actuel	52		16	68		
Gentilly-2	Minimum	6		6	12	4	28
	Actuel	12		12	24		
Point Lepreau	Minimum	6		6	12	2	21
	Actuel	12		7	19		

N.B.

- i. Le poste d'OT0 n'existe pas aux centrales Pickering-A, Pickering-B, Gentilly-2 et Point Lepreau – les cases correspondantes sont donc vides et leur fond est noirci.
- ii. Il n'existe pas d'effectif minimal par quart pour le poste de RTR – un nombre n'a donc pas été entré dans les cases correspondant au nombre minimal de postes nécessitant une accréditation

Examens d'accréditation initiale et tests de requalification

Les titulaires de permis ont tenu 19 examens des connaissances écrits et oraux et 30 examens pratiques sur simulateur à des fins d'accréditation initiale, ainsi que 134 tests de requalification. Tous ces examens et tests ont été tenus par les titulaires de permis. Le taux de réussite aux examens à des fins d'accréditation initiale était de 94 %, le même que dans le cas des tests de requalification. De plus, le personnel de la CCSN a tenu six examens à des fins d'accréditation initiale et six tests de requalification de RTR; le taux de réussite à ces examens a été de 83 %.

Organisation du travail et conception de tâches

Effectif minimal par quart

Tous les titulaires de permis sont tenus de maintenir un effectif minimal par quart. Le nombre de personnes nécessaires et leurs qualifications sont particuliers à chacune des centrales, déterminés par un exercice systématique d'analyse et démontrés par un exercice intégré de validation, comme le décrit le document d'application de la réglementation G-323, *Assurer la présence d'un nombre suffisant d'employés qualifiés aux installations nucléaires de catégorie I – Effectif minimal* [3]. En 2012, les titulaires de permis étaient en voie d'effectuer l'analyse systématique des exigences en matière d'effectif minimal par quart ou de démontrer, par des exercices de validation, que leur effectif minimal par quart était adéquat.

Heures de travail

Des membres du personnel sont présents aux centrales nucléaires en tout temps, et la plupart des employés occupant un poste-clé font des quarts de 12 heures. En vue de prévenir la fatigue, la CCSN a formulé des attentes relatives aux limites d'heures de travail et aux périodes de repos obligatoire entre les quarts de 12 heures. Les titulaires de permis ont respecté ces attentes, avec quelques exceptions (p. ex. en ce qui a trait aux entrepreneurs et aux travailleurs de la construction temporaires, ainsi qu'aux travaux en temps d'arrêt).

2.3 Conduite de l'exploitation

Le DSR « Conduite de l'exploitation » comprend un examen global de l'exécution des activités autorisées ainsi que des activités qui contribuent à un rendement efficace. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant » pour l'année 2012, soit la même que celle des deux dernières années.

Le personnel de la CCSN a jugé que globalement, les titulaires de permis avaient exploité leurs installations de manière sûre et conformément à la LSRN, aux règlements, aux conditions des permis et aux manuels des conditions du permis (MCP) et au fondement d'autorisation.

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement						
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau
	A	B		A	B		
Conduite de l'exploitation	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA

Le DSR « conduite de l'exploitation » comprend les domaines particuliers suivants :

- réalisation des activités autorisées
- procédures (aucune observation d'importance à rapporter)
- expérience d'exploitation (OPEX)
- rapports et établissement des tendances
- rendement de la gestion des arrêts
- paramètres d'exploitation sûre
- gestion des accidents et rétablissement (aucune observation d'importance à rapporter)
- gestion des accidents graves et rétablissement (aucune observation d'importance à rapporter)

Dix-sept réacteurs étaient en exploitation au Canada au début de 2012. Au cours de l'année, la réfection et le redémarrage de trois réacteurs (des tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A et de la centrale Point Lepreau) ont été réalisés, accroissant ainsi à 20 le nombre total de réacteurs en exploitation. À la fin de 2012, on a effectué un arrêt du réacteur de la centrale Gentilly-2 et on a mis fin à l'exploitation commerciale de celle-ci. Dix-neuf réacteurs étaient donc en exploitation à la fin de l'année.

Réalisation des activités autorisées

Les activités d'exploitation de tous les titulaires de permis sont régies par leurs documents intitulés *Ligne de conduite pour l'exploitation* (LCE), documents auxquels on fait référence dans les permis d'exploitation. Pour chaque centrale, ce document dicte la façon de l'exploiter, d'en assurer l'entretien et de modifier ses systèmes afin d'optimiser la sûreté nucléaire et réduire le risque pour le public à un niveau assez faible pour être acceptable.

Il n'y a eu aucune défaillance grave de système fonctionnel aux centrales nucléaires au Canada en 2012. Le personnel de la CCSN a effectué plusieurs inspections, y compris en chantier et en salle de commande. Aucun problème important de conformité au chapitre de l'exploitation n'a été décelé. Les titulaires de permis ont maintenu un très bon niveau de conformité aux exigences de la CCSN de même qu'à leurs documents et procédures directeurs.

Le « nombre de transitoires imprévus » signifie le nombre de transitoires imprévus de la puissance du réacteur, quelle qu'en soit la cause, pendant que celui-ci fonctionne et n'est pas en état d'arrêt garanti. Les baisses imprévues de puissance peuvent être un signe de problèmes de fonctionnement de la centrale, et elles peuvent occasionner des contraintes inutiles sur les systèmes. Les transitoires imprévus comprennent les reculs rapides de puissance (RRP), les baisses contrôlées de puissance (BCP) et les arrêts d'urgence (AU) (c.-à-d. pour ces derniers, les cas où le déclenchement d'un système d'arrêt d'urgence entraîne vraiment une baisse de la puissance du réacteur).

Le tableau 3 montre le nombre de baisses de puissance survenues à la suite du déclenchement d'un système d'arrêt d'urgence (AU), d'un RRP ou d'une BCP. Tous les transitoires ont été contrôlés adéquatement, et les baisses de puissance ont été actionnées automatiquement par le système de régulation des réacteurs. La majorité des transitoires imprévus étaient des BCP, celles-ci occasionnant une baisse graduelle de la puissance qui n'entraîne normalement qu'un faible risque additionnel de nuire à l'exploitation d'une centrale. Deux déclenchements imprévus d'un système d'arrêt ont eu lieu à deux centrales pendant des essais de mise en service, mais puisqu'ils sont survenus avant la reprise de l'exploitation commerciale des tranches en cause, ces déclenchements ne sont pas inclus au tableau 3.

Tableau 3 : Nombre de transitoires imprévus

Centrale	Nombre de réacteurs en exploitation	Nombre d'heures d'exploitation	Transitoires imprévus à chaque centrale				Nombre d'AU par 7 000 heures d'exploitation**
			AU*	RRP*	BCP*	Total	
Bruce-A	4	18 937	2	3	9	14	0,7
Bruce-B	4	33 829	0	0	0	0	0
Darlington	4	34 937	1	0	2	3	0,2
Pickering-A	2	13 813	1	0	0	1	0,5
Pickering-B	4	30 311	1	0	4	5	0,2
Gentilly-2	1	7 239	1	1	6	8	1,0
Point Lepreau	1	2 208	0	0	1	1	0
Toutes les centrales	20	141 274	6	4	22	32	0,3

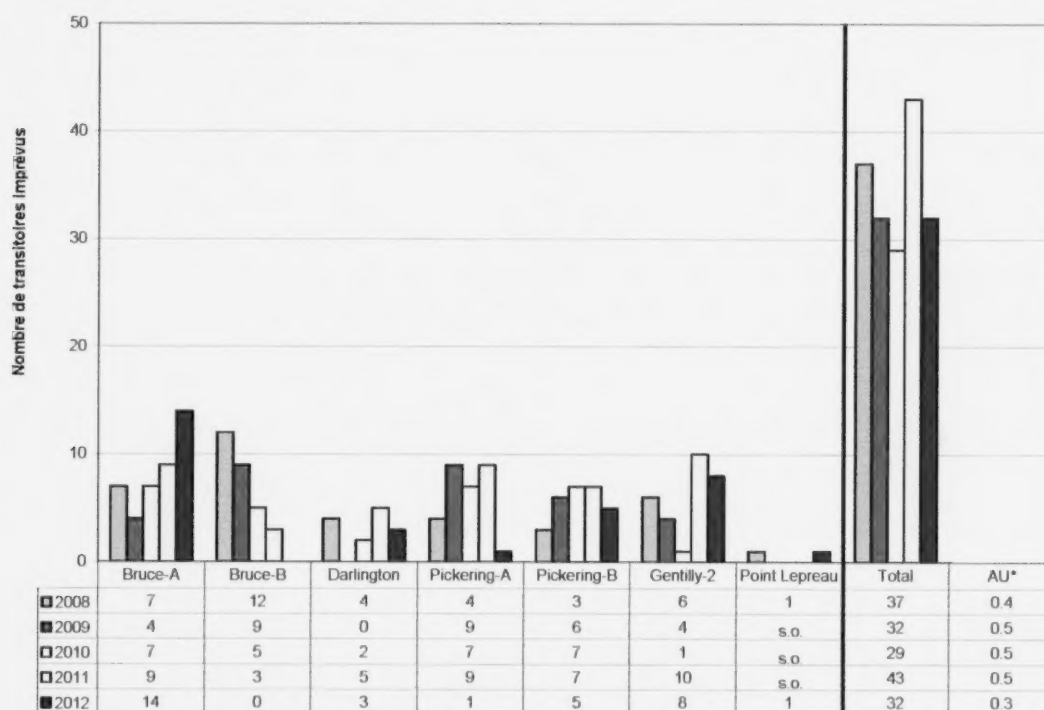
* Le nombre d'arrêts d'urgence (AU) comprend seulement ceux déclenchés automatiquement. Il n'inclut pas les déclenchements actionnés manuellement ou ceux survenus pendant des essais de mise en service.

** L'objectif de rendement du secteur nucléaire consiste à maintenir le nombre d'AU inférieur à 0,5 par 7 000 heures d'exploitation.

La figure 2 montre la tendance du nombre de transitoires imprévus pour chacune des centrales et pour l'ensemble des centrales au cours de la période allant de 2008 à 2012. Dans le cas de cinq centrales et de l'ensemble des centrales nucléaires, le nombre de transitoires imprévus a diminué. En outre, le nombre d'AU par 7 000 heures d'exploitation a diminué pour l'ensemble des centrales nucléaires.

Dans l'ensemble des centrales nucléaires, la moyenne de l'intervalle entre les AU était de 23 550 heures. L'objectif de rendement fixé par les entreprises du secteur nucléaire à ce chapitre consiste à maintenir le nombre d'AU inférieur à 0,5 par 7 000 heures d'exploitation du réacteur. On observe que le rendement des centrales nucléaires au Canada surpassait donc cet objectif puisque le temps de fonctionnement entre chaque AU était de plus de 65 % supérieur au rendement visé.

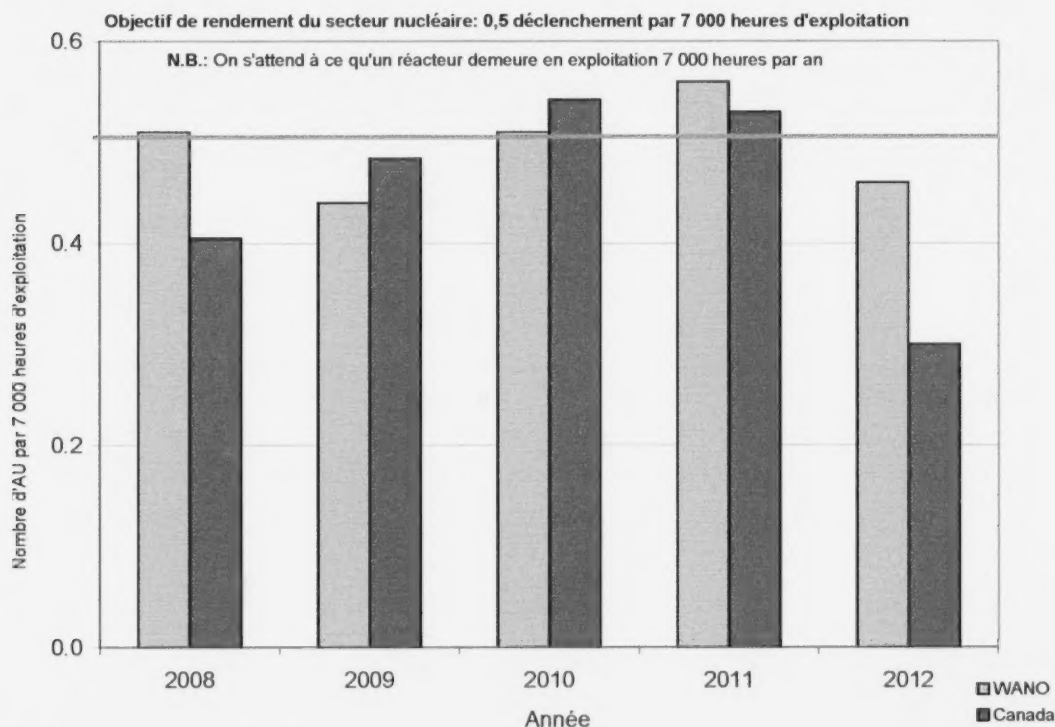
Figure 2 : Tendance du nombre de transitoires imprévus, par centrale et pour toutes les centrales



* Nombre d'arrêts d'urgence (AU) par 7 000 heures d'exploitation

La figure 3 montre le nombre d'AU par 7 000 heures d'exploitation du réacteur pour l'ensemble des centrales nucléaires au Canada en comparaison des valeurs internationales correspondantes pour toutes les centrales nucléaires dans le monde, publiées par l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (WANO). Comme le montre la figure 3, le nombre d'AU a diminué de plus de 40 % en 2012 et il était également de 40 % inférieur à l'objectif de rendement du secteur nucléaire qui consiste à maintenir le nombre d'AU inférieur à 0,5 par 7 000 heures d'exploitation du réacteur. La figure 3 montre également qu'en 2012, le taux de déclenchement pour l'ensemble des centrales nucléaires au Canada était d'approximativement 35 % inférieur à la valeur publiée par la WANO.

Figure 3 : Tendence du nombre d'AU par 7 000 heures d'exploitation en comparaison des données de la WANO



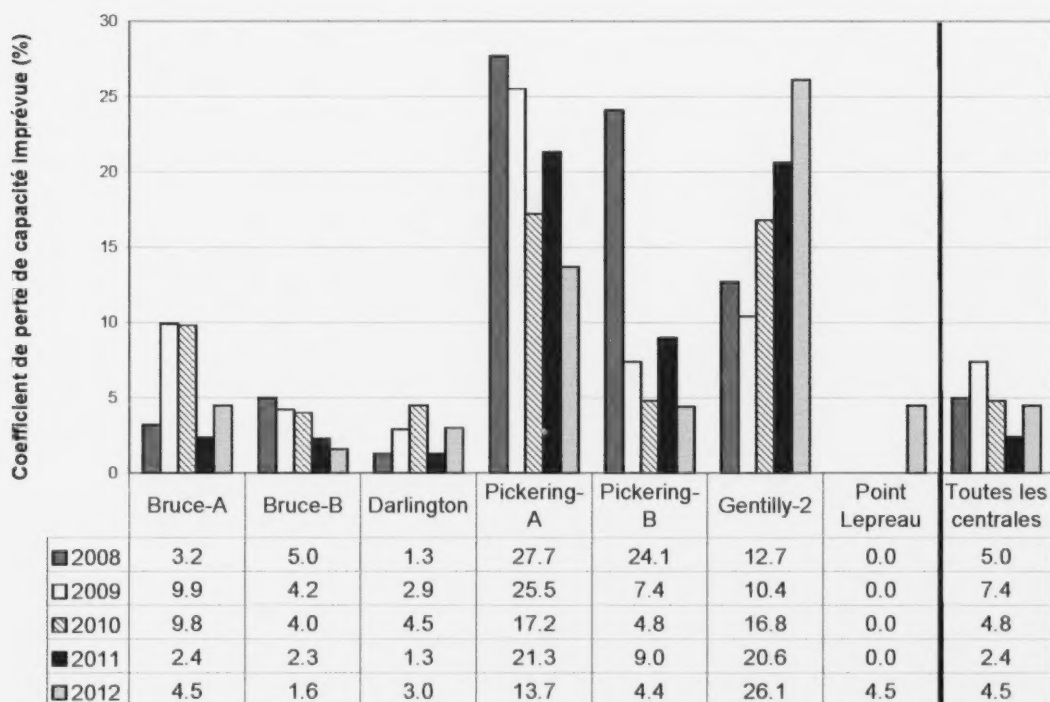
La figure 4 montre les valeurs du « coefficient de perte de capacité imprévue » pour la période allant de 2008 à 2012, à chacune des centrales nucléaires au Canada et pour l'ensemble de ces centrales, ainsi que la valeur médiane pour le secteur nucléaire (selon la méthode de la WANO). Ce coefficient représente le pourcentage de la production d'électricité de référence qui n'a pas été généré pendant la période en raison de circonstances imprévues. Ce coefficient sert à indiquer dans quelle mesure la gestion, l'exploitation et l'entretien d'une tranche permettent d'éviter des arrêts imprévus. Il constitue à la fois un indicateur économique et un reflet de la gestion globale de la centrale.

Comme le montre la figure 4 :

- la hausse de ce coefficient pour l'ensemble des centrales nucléaires, de 2,4 % à 4,5 %, est due principalement à la valeur relativement élevée de ce coefficient pour la centrale Gentilly-2 et pour la centrale Pickering-A
- trois titulaires de permis ont abaissé la valeur de ce coefficient en 2012 et, à 4,5 %, la valeur médiane de celui-ci pour l'ensemble des centrales continue d'être relativement faible; cependant, elle est maintenant plus élevée qu'en 2011 alors qu'elle était 2,4 %
- à la centrale Gentilly-2, la valeur de ce coefficient surpassait celles des autres centrales
- l'augmentation de la valeur de ce coefficient aux centrales Bruce-A et Point Lepreau est attribuable au retour en service de tranches après réfection (on observe habituellement une augmentation de ce coefficient aux tranches qui retournent en service après avoir été fermées pendant une période prolongée)

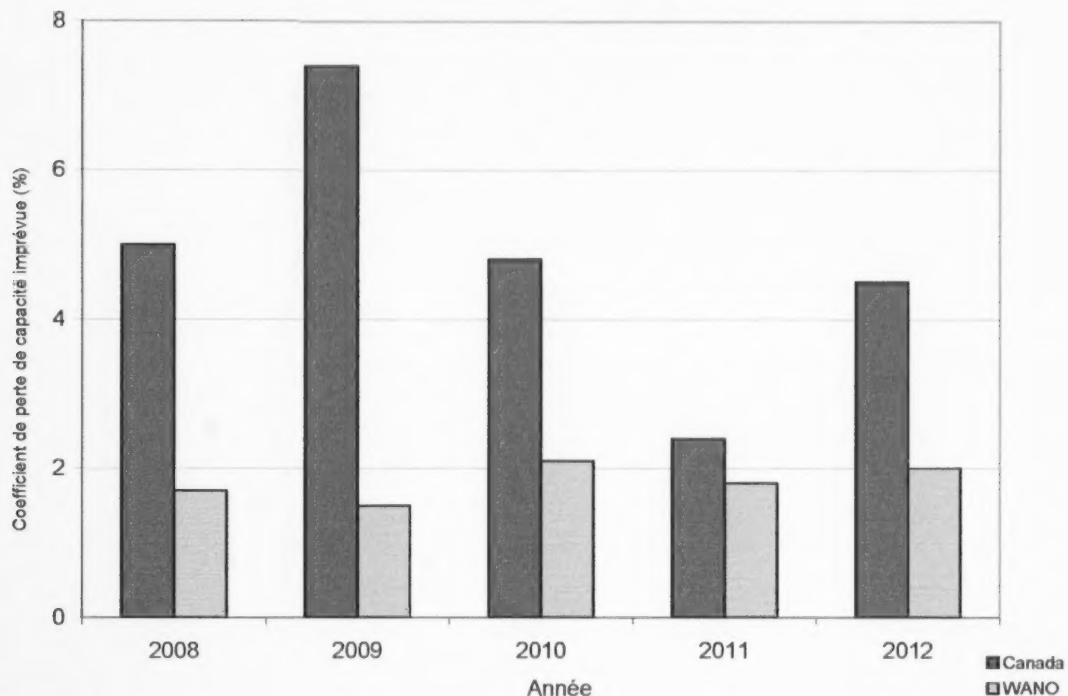
- la centrale Point Lepreau a été redémarrée en 2012 et il n'est donc pas possible de comparer la valeur de ce coefficient pour cette année avec celles des années précédentes

Figure 4 : Détails de la tendance du coefficient de perte de capacité imprévue, par centrale et pour toutes les centrales



La figure 5 donne les valeurs de ce coefficient pour toutes les centrales nucléaires au Canada en comparaison des valeurs correspondantes pour toutes les centrales nucléaires dans le monde, telles que publiées par la WANO. Les valeurs pour les centrales nucléaires au Canada sont plus élevées que les valeurs médianes des centrales dans le monde. L'écart entre les valeurs pour l'ensemble des centrales dans le monde et celles pour l'ensemble des centrales nucléaires au Canada peut possiblement être expliqué par le retour en service de réacteurs après leur réfection, par les différences entre les technologies des réacteurs en cause, par le nombre de réacteurs dans chacun des groupes de comparaison (20 au Canada par rapport aux 370 servant à établir les valeurs publiées par la WANO), par la gestion des arrêts ainsi que par l'entretien et la fiabilité de l'équipement des centrales, ces facteurs ayant tous une incidence sur le nombre d'arrêts imprévus et sur la prolongation de la durée des arrêts. Dans tous les cas, les arrêts imprévus et les prolongations des arrêts ont été gérés de manière sûre et conformément aux exigences réglementaires.

Figure 5 : Tendence du coefficient de perte de capacité imprévue en comparaison des données de la WANO



Expérience d'exploitation

Les programmes d'expérience d'exploitation (OPEX) de tous les titulaires de permis répondaient aux exigences réglementaires.

Rapports et établissement de tendances

Tous les titulaires de permis doivent soumettre des rapports trimestriels relatifs à l'exploitation et aux indicateurs de rendement, ainsi que des rapports annuels et trimestriels de surveillance de la conformité, comme le décrit le document d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1]. Les titulaires de permis de centrale nucléaire se sont conformés aux exigences relatives à la soumission de rapports stipulées dans le document S-99 et le personnel de la CCSN n'a pas décelé de problèmes d'importance en matière de réglementation lors de l'examen de ces rapports.

Rendement de la gestion des arrêts

Tous les titulaires de permis de centrale nucléaire ont répondu aux attentes de la CCSN au chapitre de la réalisation des arrêts, de la sûreté et sécurité pendant les arrêts et de la gestion des travaux. Cette évaluation couvre les activités de réfection et de redémarrage des réacteurs des tranches 1 et 2 à la centrale Bruce-A et de la centrale Point Lepreau.

Paramètres d'exploitation sûre

Tous les titulaires de permis sont tenus d'établir un programme portant sur les paramètres d'exploitation sûre (PES) conformément aux exigences de la norme de la CSA N290.15-F10, *Exigences relatives à l'enveloppe d'exploitation sûre des centrales nucléaires* [4]. Le personnel

de la CCSN effectue des inspections de type I pour évaluer le programme de chacun des titulaires de permis en regard de cette norme. En 2012, des inspections ont été effectuées aux centrales Bruce-B et Pickering-A. Aucun problème important de conformité n'a été décelé.

Bruce Power a réalisé l'élaboration de son programme portant sur les PES et les travaux encore à effectuer pour mettre ce programme en œuvre sont en voie d'être réalisés. OPG and Énergie NB ont réalisé l'élaboration de leurs PES ainsi que la mise en œuvre des activités de base à ce chapitre. Bruce Power, OPG et Énergie NB passeront bientôt au mode maintien de leurs PES.

Hydro-Québec a commencé l'élaboration de son programme portant sur les PES en février 2011. Cependant, à la suite de sa décision de mettre fin à l'exploitation commerciale de la centrale Gentilly-2, Hydro-Québec a cessé ses activités à ce chapitre.

Le personnel de la CCSN continuera de faire le suivi des progrès réalisés afin d'intégrer définitivement le programme portant sur les PES au fondement d'autorisation de chacune des centrales nucléaires.

2.4 Analyse de la sûreté

Le DSR « Analyse de la sûreté » a trait à la tenue à jour de l'analyse de la sûreté qui appuie le dossier de sûreté global de chacune des installations. Une analyse de la sûreté est une évaluation systématique des risques potentiels liés à l'exécution d'une activité proposée, ou l'exploitation d'une installation proposée, en tenant compte de l'efficacité des stratégies et mesures de prévention visant à réduire les effets de ces risques. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant » pour l'année 2012, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Analyse de la sûreté » aux centrales nucléaires répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Analyse de la sûreté	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Analyse de la sûreté » comprend les domaines particuliers suivants :

- analyse déterministe de la sûreté
- étude probabiliste de sûreté (EPS)
- analyse de la criticité
- analyse des accidents graves
- évaluation des risques environnementaux
- gestion des questions de sûreté (y compris des programmes de recherche et de développement (R-D))

Analyse déterministe de la sûreté

Le personnel de la CCSN a examiné un nombre de sujets, présentés ci-après, pour en venir à une évaluation globale au chapitre de l'analyse déterministe de la sûreté.

Programme d'amélioration des analyses de la sûreté

L'initiative de la CCSN et du Groupe des propriétaires de réacteurs CANDU (COG, de l'anglais « CANDU Owners Group ») visant l'amélioration des analyses de la sûreté et la mise en œuvre du document d'application de la réglementation RD-310, *Analyses de la sûreté pour les centrales nucléaires* [5] a fait beaucoup de progrès. Les titulaires de permis de centrale nucléaire ont adopté une approche en trois phases, comme suit :

- phase 1 : élaboration et développement de mesures d'encadrement pour la transition visant à se conformer au document RD-310
- phase 2 : détermination des écarts génériques par rapport au document RD-310 et élaboration de principes et de lignes directrices en matière d'analyse de la sûreté afin de se conformer au document RD-310
- phase 3 : élaboration et réalisation de plans particuliers à chaque centrale afin de mettre à jour les rapports de sûreté pour les rendre conformes au document RD-310

Les progrès réalisés comprennent :

- une liste des écarts génériques au regard du document RD-310
- une entente globale sur un document donnant les règles à suivre pour effectuer des analyses de la sûreté portant sur les incidents de fonctionnement prévus et les accidents hors dimensionnement (AHD)
- une méthode pour établir les paramètres limites d'exploitation, celle-ci étant présentement utilisée pour les analyses de la sûreté en appui aux permis
- une structure améliorée quant à la présentation et au contenu des rapports de sûreté

Au cours des prochaines étapes, l'accent passera des questions génériques aux écarts particuliers à chacune des centrales et à chacun des différents accidents, ainsi qu'à leur analyse (le début de la phase 3). Pour la centrale Darlington, OPG a déjà soumis le rapport de l'évaluation des écarts particuliers ainsi que le plan et le calendrier de la mise en œuvre du document RD-310. Les autres évaluations des écarts particuliers à chacune des centrales et plans de mise en œuvre du document RD-310 seront soumis d'ici la fin décembre 2013, ce qui respectera le critère de fermeture du dossier concernant la mesure à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF) 2.1.1.

La mise en œuvre du document d'application de la réglementation RD-310 aux centrales en exploitation constitue une activité de grande envergure. Les deux premières phases ont permis d'établir le fondement de l'analyse de la conformité au document RD-310, mais il est prévu que la mise à jour de toutes les sections des rapports de sûreté prendra plusieurs années.

Protection contre les surpuissances neutroniques

La nouvelle méthode de protection contre les surpuissances neutroniques est présentement utilisée par Bruce Power et OPG pour gérer les effets du vieillissement sur la protection des réacteurs. L'examen de cette nouvelle méthode effectué par le personnel de la CCSN a progressé de façon importante, le quatrième rapport d'étape sur les progrès réalisés ayant été soumis à la Commission en août 2012. Cet examen a cerné un nombre de questions techniques nécessitant des discussions additionnelles et des solutions. Ces questions peuvent exiger d'autres mesures compensatoires; cependant, l'autorisation actuelle (permettant l'utilisation de façon provisoire des résultats de la méthode) demeure adéquate pour assurer l'exploitation sûre des réacteurs.

Malgré les progrès importants réalisés par le personnel de la CCSN pour terminer son examen de la nouvelle méthode de protection contre les surpuissances neutroniques, l'échéance de cet examen a été révisé. La formulation d'une position technique réglementaire a été reportée du premier trimestre de 2012 au deuxième trimestre de 2013.

Étude probabiliste de sûreté

Tous les titulaires de permis sont tenus d'effectuer une étude probabiliste de sûreté (EPS) conformément au document d'application de la réglementation S-294, *Études probabilistes de sûreté (EPS) pour les centrales nucléaires* [6]. Les titulaires de permis doivent effectuer, revoir de façon périodique et, au besoin, mettre à jour leurs EPS. Les EPS, leurs mises à jour et les méthodes utilisées pour réaliser les EPS sont examinées par le personnel de la CCSN à l'aide de lignes directrices internationales reconnues, afin de s'assurer que les exigences stipulées dans le document S-294 sont respectées.

Les titulaires de permis ont fait des progrès considérables pour se conformer aux exigences du document S-294. Les activités subséquentes relatives aux EPS ont atteint différentes étapes de réalisation ou font l'objet d'un examen de la part du personnel de la CCSN. Ce dernier n'a pas décelé de problèmes de conformité dans ce domaine au cours de la période de référence.

Afin de se conformer au document S-294, les titulaires de permis soumettent des rapports de sélection des dangers internes et externes et ceux-ci seront pris en compte pour déterminer si le dossier concernant la MPF 2.1.1 peut être fermé.

Analyse de la criticité

Bruce Power est le seul titulaire de permis tenu d'avoir un programme d'analyse de la criticité parce qu'on retrouve de l'uranium légèrement enrichi à son site. Le personnel de la CCSN n'a observé aucun événement d'importance en matière de criticité à ce site au cours de la période de référence, et il est satisfait des dispositions prises par Bruce Power à ce chapitre.

Analyse des accidents graves

Pour atténuer les conséquences des accidents graves, le document d'application de la réglementation G-306, *Programme de gestion des accidents graves touchant les réacteurs nucléaires* [7] stipule que la CCSN s'attend à ce que les titulaires de permis élaborent et mettent en œuvre des mesures pour :

- prévenir qu'un accident mettant le réacteur en cause ne dégénère en un événement entraînant des dommages graves au cœur du réacteur
- atténuer les conséquences d'un accident entraînant des dommages graves au cœur du réacteur
- placer le réacteur et la centrale dans un état stable et sûr à long terme

Un plan a été élaboré relativement aux examens documentaires de la CCSN portant sur les lignes directrices en matière de gestion des accidents graves (LDGAG) de la centrale Point Lepreau. L'objectif est de développer une approche pour effectuer une évaluation efficace et efficiente de la mise en œuvre de ces lignes directrices. Un examen de ce sujet sera effectué plus tard à chacune des centrales nucléaires au Canada. Ces examens seront fondés sur les pratiques exemplaires internationales et coordonnés en tenant compte des MPF.

Évaluation des risques environnementaux

Tous les titulaires de permis ont continué de maintenir en place un programme de gestion et d'évaluation des risques environnementaux efficace. Les évaluations des risques environnementaux effectuées à chacun des sites ont déterminé que le risque était à un niveau assez faible pour être acceptable et ont révélé que des mesures adéquates de protection de l'environnement et du public étaient en place, cela étant vérifié par une surveillance continue. Ces programmes de surveillance de l'environnement font l'objet d'un examen dans le cadre de la mise en œuvre de la norme de la CSA N288.4-F10, *Programmes de surveillance de l'environnement aux installations nucléaires de catégorie I et aux mines et usines de concentration d'uranium* [8],

présentement en cours. Il est prévu de réaliser en 2013 la détermination des changements requis pour s'y conformer à chacun des sites.

Les titulaires de permis élaborent et mettent en œuvre à tous les sites des programmes pour vérifier que des mesures adéquates sont en place pour protéger les poissons et que le risque dû aux effluents thermaux et à l'effet d'aspiration à la prise d'eau du circuit d'eau de refroidissement du condenseur est assez faible pour être acceptable. La CCSN émet des directives à ce sujet, tenant en compte des avis émis par les organismes de réglementation de la pêche, comme Pêches et Océans Canada et Environnement Canada.

Gestion des questions de sûreté (y compris les programmes de R-D)

La CCSN a lancé en 2007 un projet visant à réévaluer de façon systématique l'état actuel des questions de sûreté en suspens liées à la conception et à l'analyse de la sûreté des réacteurs CANDU et à les classer en fonction de l'importance du risque qu'elles représentent de façon à servir de complément aux travaux en cours à l'égard des dossiers génériques.

À la fin de 2012, des 21 questions de sûreté relative au CANDU (QSC) répertoriées au départ, 12 devaient toujours d'être réévaluées, celles-ci appartenant à la plus haute catégorie de risque. Quatre d'entre elles sont liées aux grosses pertes de caloporteur (GPERCA) et les huit autres portent sur différents sujets.

Le plan de réalisation du projet visant à trouver une solution analytique aux questions portant sur les GPERCA a été publié en mars 2010. Ce plan de haut niveau décrit les principales tâches et stipule les échéances. Dans le cas des questions de sûreté qui ne sont pas liées au GPERCA, les entreprises du secteur nucléaire ont demandé que plus de la moitié d'entre elles soient reclassées dans des catégories à risque moins élevé, en se fondant sur des preuves empiriques et analytiques et en tenant compte des mesures déjà prises. Le personnel de ces entreprises et celui de la CCSN font un suivi et coordonnent la mise en œuvre du plan visant à reclasser les questions toujours à régler.

Le personnel de la CCSN est satisfait des progrès réalisés relativement aux QSC liées aux GPERCA et aux autres QSC. L'annexe C donne des renseignements additionnels sur les QSC.

Dossiers génériques

Tous les dossiers génériques ont été fermés en 2012.

2.5 Conception matérielle

Le DSR « Conception matérielle » couvre les activités qui ont une incidence sur la capacité des structures, systèmes et composants (SSC) à répondre aux exigences du fondement de leur conception, compte tenu des nouvelles informations devenant disponibles au fil du temps et des changements dans l'environnement externe. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant », soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Conception matérielle » aux centrales nucléaires répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement						
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau
	A	B		A	B		
Conception matérielle	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Conception matérielle » comprend les domaines particuliers suivants :

- conception des composants (aucune observation d'importance à rapporter)
- qualification de l'équipement
- conception et classification de système
- facteurs humains dans la conception (aucune observation d'importance à rapporter)
- robustesse de la conception
- contrôle des modifications techniques (aucune observation d'importance à rapporter)
- caractérisation du site (aucune observation d'importance à rapporter)

Qualification de l'équipement

La cote de rendement attribuée au programme de qualification de l'équipement des titulaires de permis est fonction du rendement du programme de qualification environnementale (QE). Le programme de QE sert à s'assurer que tous les SSC, de même que l'équipement et les barrières, sont capables de remplir leurs fonctions liées à la sûreté lorsqu'ils sont exposés aux conditions environnementales difficiles occasionnées par les accidents de dimensionnement (AD).

Globalement, le rendement aux centrales nucléaires à ce chapitre a continué d'être bon, et la cote « satisfaisant » a été attribuée à toutes les centrales. Des programmes de QE pleinement conformes à la norme de la CSA N290.13-F05, *Qualification environnementale des équipements pour les centrales nucléaires CANDU* [9] ont été mis en œuvre à toutes les centrales nucléaires, sauf à la centrale Gentilly-2. On a mis fin à l'exploitation commerciale de cette centrale en décembre 2012 et, par conséquent, tous les problèmes de conformité en matière de QE ne seront pas réglés par Hydro-Québec.

Bien que tous les titulaires de permis aient en place des programmes de QE pleinement développés, il existe toujours des possibilités d'amélioration, notamment en ce qui a trait à assurer l'efficacité à long terme de la QE (barrières coupe vapeur, surveillance de l'état des câbles, et documentation). Les titulaires de permis étudient présentement ces éléments.

Conception et classification de système

Le personnel de la CCSN a examiné un nombre de sujets, présentés ci-après, pour en venir à une évaluation globale au chapitre de la conception et de la classification de systèmes.

Contrôle du réacteur, procédé et commande, instruments et dispositifs de commande incluant les logiciels

Les titulaires de permis ont continué de maintenir et d'améliorer la fiabilité des systèmes d'instrumentation et de contrôle en réalisant des projets de remplacement des composants et en appliquant des stratégies d'entretien. Globalement, le rendement relatif au sujet instrumentation et contrôle était satisfaisant à toutes les centrales.

Les systèmes d'eau de service, incluant les systèmes d'eau de service d'urgence

Les systèmes d'eau de service alimentent un très grand nombre de composants et de systèmes. Cependant, en ce qui concerne la sûreté nucléaire, les besoins les plus importants auxquels l'eau de service répond sont ceux liés :

- à l'évacuation de la chaleur provenant du cœur du réacteur (comme le refroidissement des échangeurs de chaleur du modérateur et des boucliers d'extrémité)
- aux fonctions de refroidissement visant à s'assurer que les systèmes importants pour la sûreté fonctionneront adéquatement (comme les compresseurs d'air d'instrumentation et les refroidisseurs d'air locaux dans les salles des générateurs de vapeur)

Les systèmes d'eau de service ont bien fonctionné à toutes les centrales nucléaires en 2012 et le personnel de la CCSN n'a décelé aucun problème important de conformité.

Systèmes d'alimentation électrique

Les systèmes d'alimentation électrique sont importants pour le refroidissement, le contrôle, le confinement et la surveillance du réacteur et des systèmes auxiliaires.

Afin de satisfaire aux différentes exigences en matière d'alimentation électrique à une centrale nucléaire, les systèmes d'alimentation électrique sont divisés en différents groupes (I et II), catégories (I, II, III et IV) et blocs (pair et impair). Ces systèmes sont conçus, exploités et entretenus de façon à fournir une alimentation électrique aux charges liées à la sûreté afin de répondre aux exigences en matière de sûreté nucléaire des centrales. Globalement, le rendement des systèmes d'alimentation électriques était satisfaisant à toutes les centrales en 2012 et le personnel de la CCSN n'a décelé aucun problème important de conformité à ce chapitre. Cependant, des points nécessitent toujours des améliorations à certaines centrales, dont le rendement des batteries et des génératrices de secours. Les titulaires de permis ont pris des mesures d'atténuation appropriées et le personnel de la CCSN fait un suivi du maintien de la conformité.



Une génératrice de secours portative.

Des dispositions ont été prises à toutes les centrales nucléaires pour assurer une alimentation électrique de secours, celle-ci étant conçue de façon à être disponible lorsque les systèmes d'alimentation électriques du groupe I sont indisponibles (p. ex., lors d'un séisme). À toutes les centrales, sauf Bruce-A et Pickering-A, un système d'alimentation électrique d'urgence indépendant se trouve dans un bâtiment parasismique et à une distance suffisante des autres systèmes électriques pour s'assurer que les effets attribuables à des causes communes sont éliminés. Un système d'alimentation électrique renforcé pour résister à différents dangers est en place à la centrale Bruce-A. La conception de la centrale Pickering-A comporte plusieurs caractéristiques comme la barre de transfert intercentrale de catégorie III, des locaux qualifiés sur le plan environnemental pour abriter l'équipement important des alimentations électriques de catégorie I et II, et des génératrices de secours possédant une qualification sismique.

Conception de la protection-incendie

De façon générale, la mise en œuvre des programmes de protection-incendie a été efficace, bien que certains événements à la centrale Point Lepreau aient été rapportés.

Les titulaires de permis apportent présentement des modifications afin de tenir compte des recommandations formulées par le personnel de la CCSN à la suite de son examen de la mise à jour de leurs évaluations de la sûreté-incendie (examen de la conformité à la norme, révision de l'évaluation des risques d'incendie aux installations, et analyse de la capacité d'effectuer un arrêt sûr en cas d'incendie) conformément à la norme de la CSA N293-F07, *Protection contre l'incendie dans les centrales nucléaires CANDU* [10]. Les lacunes que ces recommandations visent à combler ne constituent pas un risque important. Les modifications proposées vont accroître la marge de sûreté à chacune des installations en ce qui a trait à la protection-incendie.

Cybersécurité

Comme c'était le cas pour le Rapport 2011 sur les centrales nucléaires, le personnel de la CCSN a observé que les titulaires de permis de centrale nucléaire ont continué d'apporter des améliorations à la cybersécurité en effectuant des autoévaluations et en mettant en œuvre de façon systématique des programmes de cybersécurité. Le personnel de la CCSN est satisfait des progrès réalisés par les titulaires de permis à ce chapitre.

Qualification sismique

Le personnel de la CCSN a observé que tous les titulaires avaient mis en place une qualification sismique à chaque site.

Tous les titulaires de permis sont en voie d'apporter des améliorations au chapitre de la gestion de la centrale, des installations et de l'équipement ainsi que des processus essentiels de contrôle en mettant en œuvre les mesures à prendre à la suite de l'accident survenu à la centrale Fukushima Daiichi. Le personnel juge que les travaux effectués par les titulaires de permis devraient permettre de respecter l'échéance globale de décembre 2015.

Aucun problème important de conformité sur le plan de la sûreté n'a été décelé en ce qui concerne la qualification sismique à aucun des sites.

Robustesse de la conception

Le domaine particulier « Robustesse de la conception » couvre la conception physique des installations nucléaires de façon à s'assurer qu'elle est suffisamment robuste pour pouvoir résister aux menaces prévues, comme la protection en cas d'écrasement délibéré d'un avion. Les évaluations de ce DSR et les cotes de rendement qui lui sont attribuées sont fondées sur le rendement des titulaires de permis quant au respect des engagements pris auprès du personnel de la CCSN lors d'un échange de lettres, dont la soumission d'évaluations détaillées concernant les écrasements d'avion. Les titulaires de permis ont démontré, à l'aide d'analyses comportant des hypothèses de départ prudentes et des marges de sûreté importantes, que les zones vitales et les SSC critiques sont protégés de façon telle qu'on ne prévoit aucune conséquence à l'extérieur du site dans le cas de l'écrasement d'un appareil de l'aviation générale.

Le personnel de la CCSN a traité à fond des inquiétudes relatives à la défense en profondeur et à la surveillance réglementaire des centrales nucléaires au Canada en ce qui concerne les actes malveillants à risque élevé classés parmi les menaces hors dimensionnement. On effectue présentement une mise à jour des permis d'exploitation et des MCP afin d'y intégrer les attentes et les critères de vérification de la conformité (CVC) ayant trait à la robustesse de la conception

Le personnel de la CCSN a demandé aux titulaires de permis d'effectuer de nouvelles évaluations afin de résoudre des problèmes résiduels de conformité cernés à leurs sites à l'aide d'algorithmes, conçus par le personnel de la CCSN, d'évaluation des charges entraînées par l'impact d'un avion dans le cas d'un écrasement d'un avion commercial de grande taille. Les titulaires de permis ont

répondu en effectuant des analyses additionnelles et les résultats de celles-ci font présentement l'objet d'un examen de la part du personnel de la CCSN dans le cadre des mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (prévues d'être terminées d'ici décembre 2013). Cet examen est axé sur l'atténuation des conséquences possibles de ces accidents.

2.6 Aptitude fonctionnelle

Le DSR « Aptitude fonctionnelle » couvre les activités qui ont une incidence sur l'état physique des SSC afin de veiller à ce qu'ils demeurent efficaces au fil du temps. Ce DSR comprend les programmes visant à s'assurer que, lorsque les circonstances l'exigent, l'équipement est disponible pour remplir la fonction pour laquelle il a été conçu. La cote moyenne de rendement pour l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant », soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Aptitude fonctionnelle » aux centrales nucléaires répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Aptitude fonctionnelle	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA

Le DRS « Aptitude fonctionnelle » couvre les domaines particuliers suivants :

- aptitude de l'équipement au service et performance de l'équipement (aucune observation d'importance à rapporter)
- entretien
- surveillance des SSC (aucune observation d'importance à rapporter)
- fiabilité des systèmes importants pour la sûreté
- intégrité structurale
- gestion du vieillissement et du cycle de vie
- inspections et essais périodiques
- inspections en service de la partie conventionnelle de la centrale

Entretien

Les inspections de l'entretien effectuées en 2012 n'ont pas révélé de problèmes de conformité majeurs. Le personnel de la CCSN surveille de façon régulière plusieurs indicateurs de rendement en matière d'entretien dont le coefficient d'exécution de l'entretien préventif (CEEP) et le nombre de travaux d'entretien en attente.

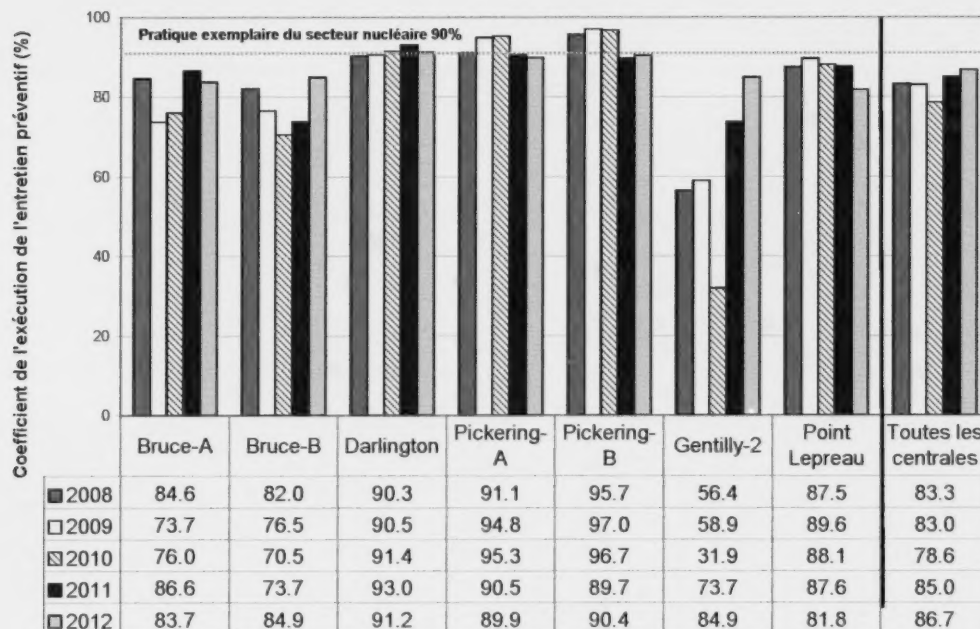
L'indicateur de rendement CEEP représente le nombre de travaux d'entretien préventif exécutés sur le nombre total de travaux d'entretien correctif et préventif exécutés, ces travaux portant sur l'équipement des systèmes liés à la sûreté. Cet indicateur permet de faire le suivi de l'efficacité du programme d'entretien préventif à minimiser les besoins de travaux d'entretien correctif. Comme le montre la figure 6, la valeur du CEEP pour toutes les centrales nucléaires canadiennes a augmenté en 2012, atteignant presque 87 % en 2012 alors qu'elle était de 85 % l'année dernière. Cette valeur moyenne s'approche de l'objectif que visent les pratiques exemplaires du secteur nucléaire, soit 90 %. La valeur du CEEP aux centrales d'OPG a de nouveau respecté cet

objectif tandis qu'elle a diminué de plus de 2 % aux centrales Bruce-A et Point Lepreau, demeurant cependant à moins de 9 % de l'objectif correspondant aux pratiques exemplaires du secteur nucléaire.

Le nombre de travaux en attente à chacune des centrales est un indicateur de l'efficacité de l'entretien qui fait l'objet d'un suivi de la part du personnel de la CCSN. Le nombre de travaux d'entretien correctif en attente et le nombre de travaux d'entretien préventif en attente (également appelé « nombre excessif de travaux en attente » si le titulaire de permis a mis en œuvre la révision 3 du document de l'INPO AP-928 [11]) sont examinés séparément. Ces nombres donnent une indication de l'état physique d'une centrale. Il existera toujours certains travaux en attente attribuables à l'exploitation normale et au vieillissement de l'équipement. Le nombre de travaux en attente, tant au chapitre de l'entretien correctif qu'au chapitre de l'entretien préventif (nombre en excès), ont diminué à la plupart des centrales au cours de l'année 2012 mais le personnel de la CCSN continuera d'accorder une attention particulière à cet indicateur jusqu'à ce qu'il atteigne à toutes les centrales l'objectif que visent les pratiques exemplaires du secteur nucléaire.

Au chapitre de l'entretien, jusqu'à maintenant, le document d'application de la réglementation S-210, *Programmes d'entretien des centrales nucléaires* avait été incorporé aux permis de toutes les centrales nucléaires. Le nouveau document d'application de la réglementation RD/GD-210, *Programmes d'entretien des centrales nucléaires* [12] a été publié en décembre 2010. Ce document présente de nouveaux éléments d'orientation, mais il contient essentiellement les mêmes exigences que celles du document S-210. Il n'est donc pas nécessaire que les titulaires de permis élaborent un plan de transition pour la mise en œuvre du document RD/GD-210. Toute référence au document d'application de la réglementation S-210 dans les présents permis constituera en fait une référence aux articles équivalents du document RD/GD-210 et ce dernier sera incorporé aux permis lors de leur prochain renouvellement.

Figure 6 : Détails de la tendance du coefficient d'exécution de l'entretien préventif



Fiabilité des systèmes importants pour la sûreté

Se fondant sur des inspections des systèmes importants pour la sûreté et des examens des rapports soumis par les centrales, on a déterminé que tous les titulaires de permis se conformaient aux exigences du document d'application de la réglementation S-98, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires* [13].

Globalement, le rendement des systèmes spéciaux de sûreté était satisfaisant sur le plan de la fiabilité. Les indisponibilités qui sont survenues n'étaient pas importantes sur le plan de la sûreté. Les titulaires de permis ont pris des mesures appropriées pour les éliminer et des mesures correctives pour prévenir qu'elles ne se reproduisent.

Le nombre d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté reflète le succès obtenu en effectuant des essais prescrits par des conditions de permis. Il représente la capacité des titulaires de permis à mener à bon terme tous les essais réguliers auxquels les systèmes de sûreté doivent être soumis et à calculer des prévisions de la disponibilité des systèmes. Les données de chacune des centrales et de l'ensemble des centrales pertinentes à cet indicateur de rendement se trouvent au tableau 4 et à la figure 7.

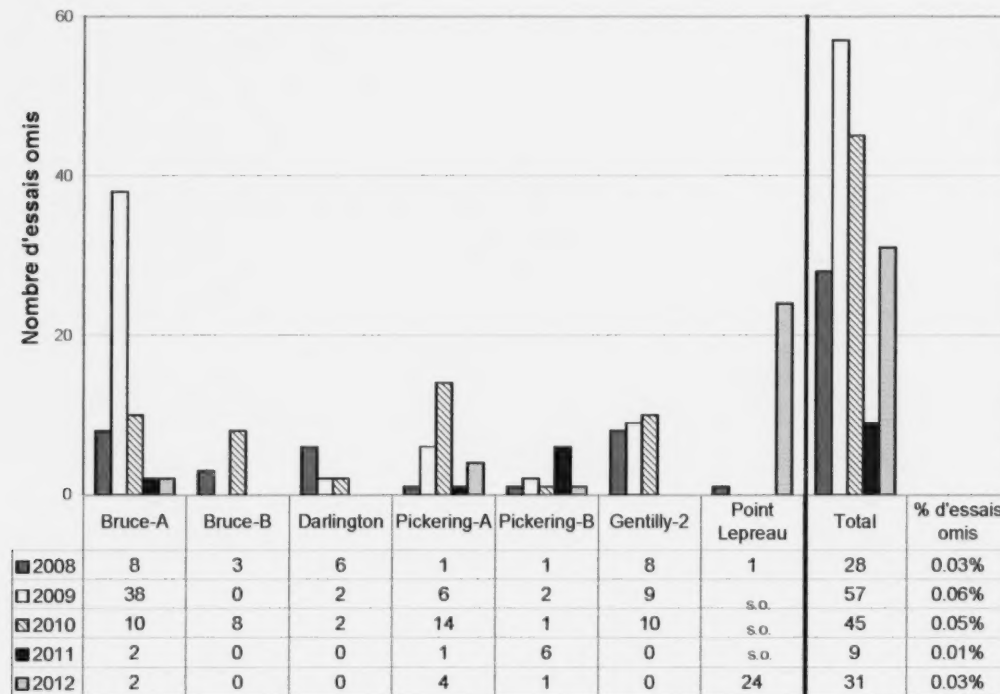
Bien que le nombre d'omissions d'essais sur les systèmes de sûreté ait augmenté de neuf en 2011 à 31 en 2012, le pourcentage des essais omis pour l'ensemble des centrales est demeuré très faible, soit 0,03 %. Le risque que représente le nombre d'essais omis est négligeable puisque ceux-ci sont effectués au cours du prochain arrêt ou peu de temps après le moment prescrit. De plus, les systèmes de sûreté en cause sont des systèmes dont la redondance des composants est suffisamment grande pour avoir l'assurance qu'ils continueront d'être disponibles. En 2012, et ceci pour une deuxième année consécutive, il n'y a eu aucune omission d'essais des systèmes de sûreté à trois centrales (Bruce-B, Darlington et Gentilly-2). Le nombre relativement élevé d'omissions d'essais des systèmes de sûreté à la centrale Point Lepreau est lié aux activités de retour en service de la centrale, et ils n'ont pas eu d'incidence sur la sûreté.

Tableau 4 : Nombre d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté en 2012

Centrale	Nombre total d'essais	Omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté				Essais omis (en %)
		Systèmes spéciaux de sûreté	Systèmes de sûreté en attente	Systèmes fonctionnels liés à la sûreté	Total	
Bruce-A	28 208*	0	2	0	2	0,01
Bruce-B	29 297*	0	0	0	0	0,00
Darlington	14 400	0	0	0	0	0,00
Pickering-A	5 288	1	1	2	4	0,08
Pickering-B	10 983	0	0	1	1	0,01
Gentilly-2	4 837	0	0	0	0	0,00
Point Lepreau	4 590	12	12	0	24	0,52
Toutes les centrales	97 603	13	15	3	31	0,03

* Le nombre total d'essais aux centrales Bruce-A et Bruce-B est relativement élevé parce qu'il comprend les essais des systèmes de sûreté effectués sur les panneaux de commande.

Figure 7 : Tendence des omissions d'essais prescrits, par centrale et pour toutes les centrales



Intégrité structurale

Surveillance des composants des enveloppes sous pression

Tous les titulaires de permis ont des programmes d'inspection en place pour effectuer de façon continue une surveillance de l'intégrité structurale des composants passifs (tuyauterie, cuves sous pression, etc.) des enveloppes sous pression nucléaires, ainsi que des programmes additionnels pour les tubes de force, les tuyaux d'alimentation et les générateurs de vapeur. Tous les titulaires de permis inspectent ces composants sous pression conformément au programme d'inspection périodique (PIP) en place aux centrales et aux normes pertinentes publiées par le Groupe CSA (normes de la CSA), comme l'exigent les permis d'exploitation des centrales. Les activités de surveillance de la conformité des PIP effectuées par le personnel de la CCSN comprennent des examens des documents couvrant les programmes directeurs, les rapports d'inspection en temps d'arrêt et les dispositions prises suite aux inspections.

Au total, les titulaires de permis ont effectué plusieurs inspections du circuit caloporteur primaire, des générateurs de vapeur, des tubes de force et des systèmes auxiliaires conformément à la norme de la CSA N285.4, *Inspection périodique des composants des centrales nucléaires CANDU* [14]. Le personnel de la CCSN a examiné les résultats des inspections et n'a pas décelé de détériorations de composant ayant une incidence sur la sûreté nucléaire.

À la fin de 2012, les entreprises du secteur nucléaire ont soumis à la CCSN pour son approbation une mise à jour du document *Lignes directrices en matière d'aptitude fonctionnelle des générateurs de vapeur et des tubes des préchauffeurs* (COG-07-4089-R1) qui sert de document directeur pour l'ensemble de ces entreprises. Le personnel de la CCSN examine présentement les lignes directrices mises à jour.

Surveillance des structures de l'enceinte de confinement en béton

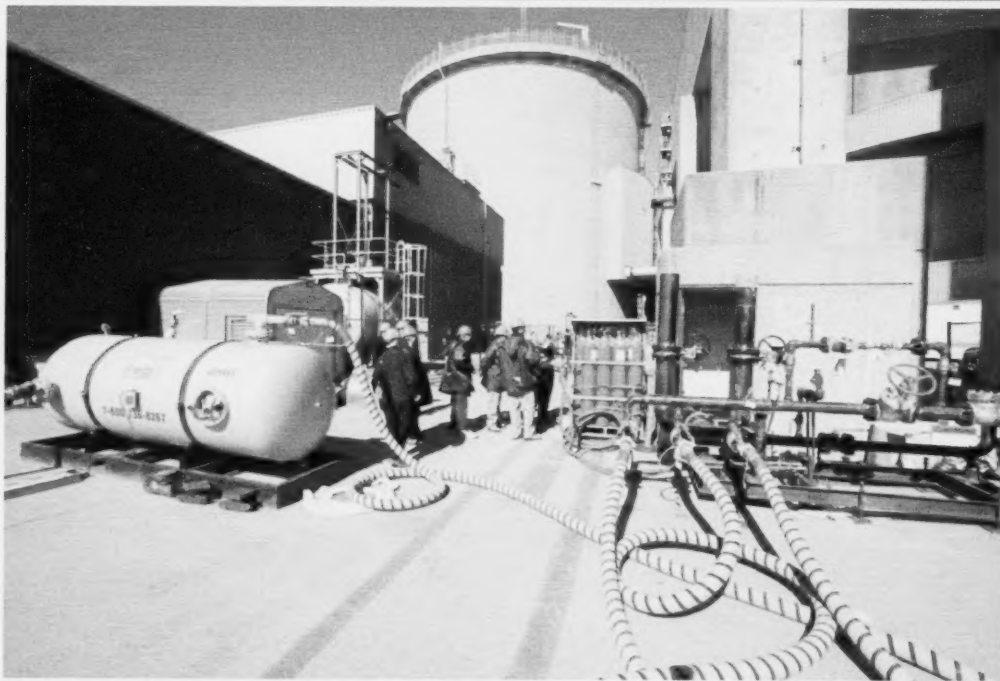
Des programmes d'inspection et d'essai sont en place à toutes les centrales nucléaires en exploitation pour s'assurer que les structures de l'enceinte de confinement en béton sont en bon état. Les titulaires de permis inspectent ces structures et effectuent des essais pour déterminer le taux de fuite de ces enceintes, conformément aux PIP des centrales et la version 2008 de la norme de la CSA N287.7, *Exigences relatives à la mise à l'essai et à la vérification, en cours d'exploitation, des enceintes de confinement en béton des centrales nucléaires* [15]. Il est prévu qu'Hydro-Québec soumettra en 2013 une mise à jour de son programme d'inspection pour tenir compte de l'état de conservation sûr de sa centrale et du déclassement à venir.

Au cours de la période de référence, le personnel de la CCSN n'a décelé à ce chapitre aucun problème important de conformité ayant une incidence sur la sûreté.

Surveillance des composants de l'enceinte de confinement

Afin de s'assurer que l'aptitude fonctionnelle des composants en métal et en plastique constituant des prolongements de l'enceinte de confinement est adéquate, tous les titulaires de permis sont tenus de se conformer aux dispositions de la norme de la CSA N285.5, *Inspection périodique des composants de confinement des centrales nucléaires* [16]. Comme le prescrit le document d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1], les résultats de ces inspections sont soumis à la CCSN après chaque campagne d'inspection, à des fins d'examen par son personnel.

Au cours de la période de référence, le personnel de la CCSN n'a décelé à ce chapitre aucun problème important de conformité ayant une incidence sur la sûreté. Globalement, le rendement



Essai du bâtiment sous vide à Pickering.

de tous les titulaires de permis était satisfaisant et ils ont tous soumis les résultats des inspections périodiques des composants de l'enceinte de confinement.

Gestion du vieillissement et du cycle de vie

Tous les titulaires de permis ont effectué, ou sont en voie d'achever, une évaluation des écarts entre les programmes en place aux centrales et le document d'application de la réglementation RD-334, *Gestion du vieillissement des centrales nucléaires* [17]. Une fois effectuées avec succès, ces évaluations permettront d'établir des programmes intégrés de gestion du vieillissement pour s'assurer que le vieillissement des SSC est compris et géré efficacement dans l'ensemble des centrales.

Des programmes intégrés de gestion du vieillissement particuliers à des composants (aussi connus sous le nom de programmes de gestion du cycle de vie, ou PGCV) ont été mis en place à toutes les centrales en exploitation au Canada pour les composants majeurs qui limitent la durée de vie des réacteurs CANDU (tuyaux d'alimentation, tubes de force, générateurs de vapeur et structures de l'enceinte de confinement). OPG a soumis en 2012 une mise à jour de ses PGCV pour les tubes de force, les tuyaux d'alimentation et les générateurs de vapeur. Le personnel de la CCSN a examiné les PGCV mis à jour et les a jugés acceptables. Il est prévu qu'Hydro-Québec soumettra en 2013 une mise à jour de son PGCV pour tenir compte de l'état de conservation sûr de sa centrale et du déclassement à venir.

Afin de développer des méthodes techniques pour évaluer l'aptitude fonctionnelle des tubes de force en service au-delà de leur durée de vie nominale présumée, soit l'équivalent de 210 000 heures à pleine puissance, OPG, Bruce Power et EACL ont mis sur pied un projet de gestion de la vie des canaux de combustible sous la direction du COG. Les titulaires de permis ont soumis tous les documents techniques se rapportant à ce projet et le personnel de la CCSN en a examiné la majorité. Le personnel de la CCSN suit de près les progrès réalisés dans ce projet.



Personnel effectuant des travaux d'entretien.

Inspections et essais périodiques

Les inspections, les essais ainsi que la surveillance des SSC des centrales nucléaires CANDU, dont des composants des enveloppes sous pression, des composants de l'enceinte de confinement et des structures en béton de cette enceinte, ainsi que des SSC importants de la partie conventionnelle des centrales, sont des exigences prescrites dans des normes publiées par la CSA auxquelles les permis d'exploitation font référence. Les normes de la CSA stipulent les exigences relatives aux programmes d'inspection, d'essai et de surveillance des centrales nucléaires CANDU. Elles sont continuellement en révision afin de refléter l'OPEX d'importance, et on demande normalement aux titulaires de permis de faire la transition aux nouvelles normes au moment du renouvellement de leurs permis.

Au cours de la période de référence, le personnel de la CCSN n'a décelé aucun problème important de conformité relativement à ces sujets.

Inspections en service de la partie conventionnelle de la centrale

Tous les titulaires de permis sont tenus d'effectuer des inspections afin de surveiller l'intégrité des systèmes et composants sous pression importants pour la sûreté ainsi que celle des structures liées à la sûreté de la partie conventionnelle de la centrale. Une exigence réglementaire relative à la mise en œuvre d'un programme d'inspection de la partie conventionnelle de la centrale a été ajoutée à tous les permis d'exploitation des centrales nucléaires et on s'attend à ce que les titulaires de permis élaborent, mettent en œuvre et maintiennent des programmes d'inspection des SSC liés à la sûreté de la partie conventionnelle de leurs centrales. Le personnel de la CCSN suit de près les progrès réalisés dans ce projet.

Le personnel de la CCSN fait un suivi des rapports trimestriels sur les enveloppes sous pression et l'exploitation ainsi que des rapports d'événement particulier soumis conformément au document d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1] afin de détecter des indices de détérioration d'importance pour la sûreté des composants des enveloppes sous pression de la partie conventionnelle des centrales. Au cours de la période de référence, le personnel de la CCSN n'a détecté à ce chapitre aucun problème important de conformité ayant une incidence sur la sûreté. Le personnel de la CCSN a continué d'effectuer une surveillance de cet aspect afin de s'assurer que la mise en œuvre, par les titulaires de permis, des inspections des composants de la partie conventionnelle de la centrale répond aux exigences réglementaires.

2.7 Radioprotection

Le DSR « Radioprotection » couvre la mise en œuvre d'un programme de radioprotection conformément au *Règlement sur la radioprotection*. Ce programme doit permettre de s'assurer que la contamination et les doses de rayonnement reçues sont mesurées et contrôlées. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant », soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Radioprotection » aux centrales nucléaires répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes et que les doses aux travailleurs et aux membres du public sont inférieures aux limites de dose réglementaires.

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Radioprotection	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Radioprotection » comprend les domaines particuliers suivants :

- application du principe ALARA (au niveau le plus faible qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre)
- contrôle des doses des travailleurs
- dosimétrie individuelle
- contrôle de la contamination
- dose estimée au public

L'objectif général du programme de radioprotection est de s'assurer que les expositions des travailleurs et des membres du public au rayonnement sont conformes au principe ALARA, compte tenu des facteurs économiques et sociaux.

Application du principe ALARA

Tous les titulaires de permis ont continué de prendre des mesures pour maintenir les doses reçues par les travailleurs conformes au principe ALARA. Le personnel de la CCSN a effectué à certaines centrales nucléaires des inspections de conformité axées sur l'application du principe ALARA. Il a décelé des aspects nécessitant des améliorations et les titulaires de permis ont élaboré des plans de mesures correctives qui ont été évalués et acceptés par le personnel de la CCSN.

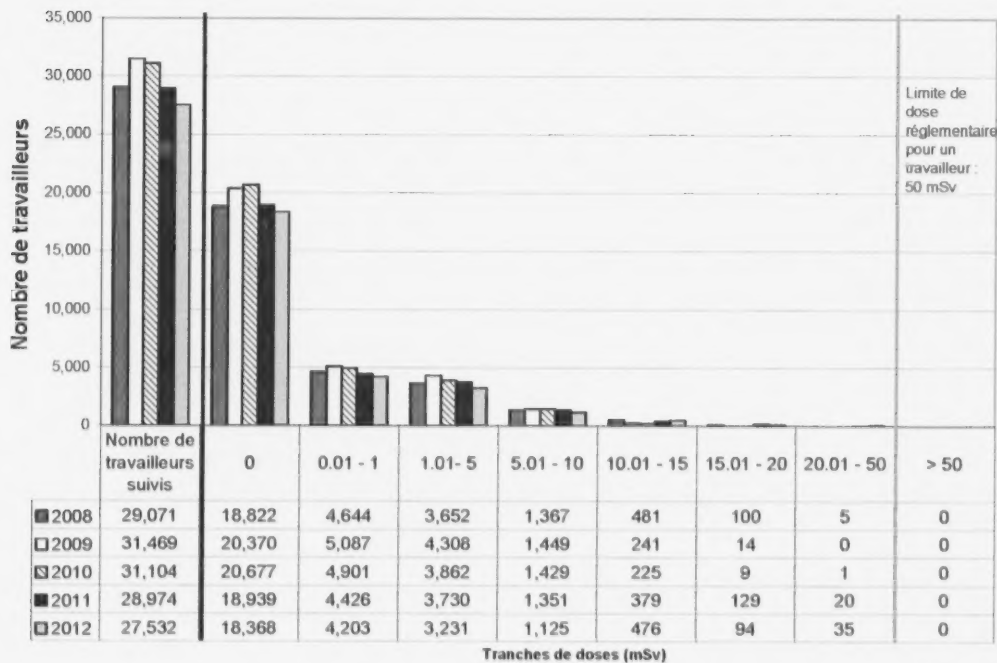
Contrôle des doses des travailleurs

Tous les titulaires de permis avaient en place un système de contrôle des doses de rayonnement reçues par les travailleurs. Par des inspections et des examens documentaires, le personnel de la CCSN a surveillé l'efficacité des programmes de radioprotection des titulaires de permis, y compris la mise en œuvre d'améliorations à long terme relativement à la surveillance et au contrôle de la contamination alpha.

Les limites de dose efficace des travailleurs du secteur nucléaire stipulées dans le *Règlement sur la radioprotection* sont de 50 millisieverts (mSv) par année et de 100 mSv par période de cinq ans. En plus de ces limites, on a établi à toutes les centrales des seuils d'intervention et des limites de dose administratives qui sont une fraction des limites de dose réglementaires.

La figure 8 montre la distribution des doses efficaces annuelles des travailleurs à toutes les centrales nucléaires au Canada pour la période allant de 2008 à 2012. On peut y voir qu'aucune exposition au rayonnement dépassant les limites de dose réglementaires annuelles n'a été rapportée par les centrales nucléaires et qu'approximativement 80 % des travailleurs aux centrales nucléaires au Canada ont reçu une dose efficace annuelle inférieure à 1 mSv (la dose limite pour le public). En outre, trente-cinq travailleurs ont reçu une dose efficace annuelle supérieure à 20 mSv, ces travailleurs ayant participé à des activités prévues en temps d'arrêt au site de Bruce Power qui nécessitaient d'effectuer des travaux dans des zones où le débit de dose de rayonnement était élevé.

Figure 8 : Distribution des doses efficaces annuelles aux travailleurs des centrales nucléaires au Canada, de 2008 à 2012

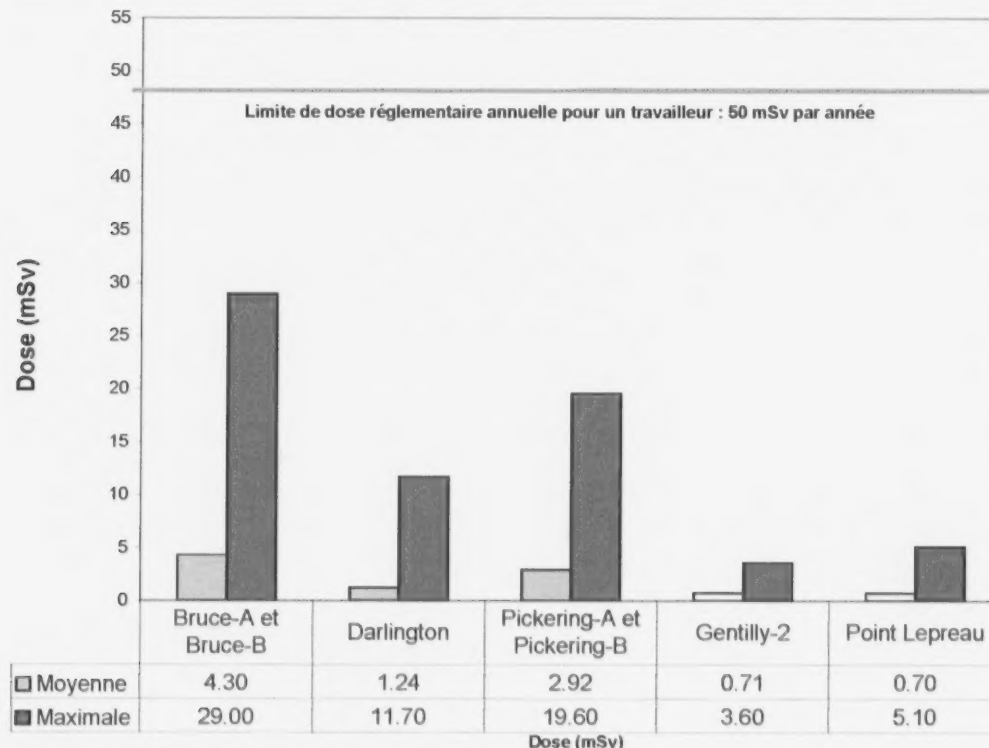


La figure 9 montre, pour l'année 2012, les moyennes des doses efficaces reçues aux centrales nucléaires au Canada, ces moyennes étant calculées en tenant compte des résultats positifs (supérieur à zéro), ainsi que la dose efficace maximale à ces travailleurs. Elle montre également que la moyenne des doses efficaces aux travailleurs, tenant compte seulement des résultats positifs, varie de 0,70 à 4,30 mSv. De plus, la dose efficace annuelle la plus élevée reçue par un travailleur est 29 mSv; cette dose correspond à 58 % de la limite de dose réglementaire pour les travailleurs du secteur nucléaire (la personne en cause est un travailleur contractuel au site de Bruce Power qui a participé aux travaux prévus en temps d'arrêt aux tranches 3 et 4 de la centrale Bruce-A)

L'expression « les résultats positifs » dans le *nota bene* de la figure 9 signifie que les doses moyennes sont calculées en tenant compte seulement des doses au-dessus du seuil de mesure, c'est-à-dire dont le résultat est positif. Le niveau minimal rapporté est 0,01 mSv.

Les doses efficaces collectives annuelles des travailleurs sont présentées à l'annexe D, pour chacune des centrales.

Figure 9 : Dose effective moyenne et maximale des travailleurs aux centrales nucléaires au Canada en 2012



N.B.: Seuls les résultats positifs servent à calculer la moyenne.

Dosimétrie individuelle

Tous les titulaires ont continué d'offrir un service de dosimétrie autorisé par la CCSN afin de surveiller, évaluer, enregistrer et faire rapport sur les doses reçues par les travailleurs, notamment le personnel des entrepreneurs et les visiteurs.

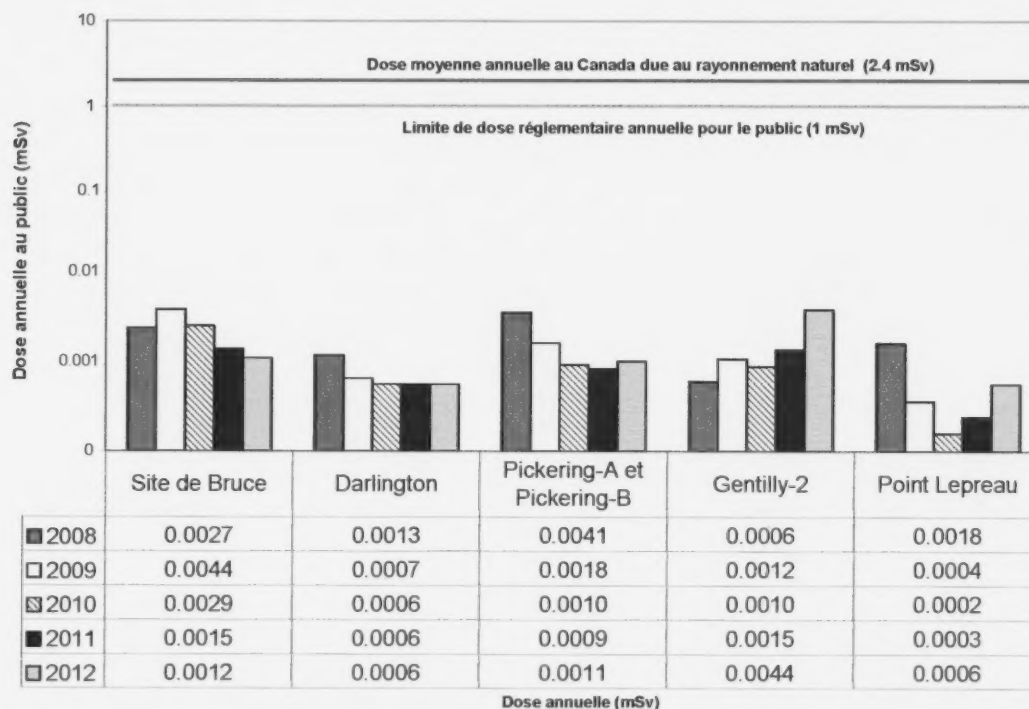
Contrôle de la contamination

Tous les titulaires de permis ont continué de prendre des mesures de contrôle de la contamination à leurs installations. La mise en place d'un système de zones radiologiques et l'utilisation d'aires de contrôle de la contamination pour confiner et contrôler la contamination sont des exemples de telles mesures. Tous les titulaires ont également continué à mettre en œuvre un programme de surveillance des lieux de travail pour démontrer que le niveau de contamination est contrôlé.

Dose estimée au public

La figure 10 donne, pour chacune des centrales nucléaires au Canada, la dose au public due aux rejets de radionucléides dans les effluents gazeux et les effluents liquides pour la période allant de 2008 à 2012 (à noter qu'une échelle logarithmique est utilisée pour cette figure). Cette figure montre que ces doses sont bien en deçà de la limite de dose réglementaire pour le public de 1 mSv, et qu'elles sont négligeables par comparaison à la dose de rayonnement que les Canadiens reçoivent de sources naturelles (2,4 mSv). Cette comparaison montre qu'à la plupart des centrales, la dose au public pour l'année 2012 se situe globalement dans la plage des valeurs de cette dose pour la période 2008 à 2011.

Figure 10 : Comparaison de la dose estimée au public due aux centrales nucléaires, 2008 à 2012*



* À noter qu'une échelle logarithmique est utilisée pour permettre une comparaison directe entre les différentes valeurs présentées.

2.8 Santé et sécurité classiques

Le DSR « Santé et sécurité classiques » porte sur la mise en œuvre d'un programme de gestion des risques pour la sécurité sur les lieux de travail et de protection du personnel et de l'équipement. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « entièrement satisfaisant », une amélioration par rapport à la cote « satisfaisant » attribuée au cours des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Santé et sécurité classiques » aux centrales nucléaires surpassait les exigences réglementaires pertinentes.

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement						
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau
	A	B		A	B		
Santé et sécurité classiques	ES	ES	ES	SA	SA	SA	ES
							Moyenne des centrales
							ES

Les DSR « Santé et sécurité classiques » comprend les domaines particuliers suivants :

- conformité au code du travail
- tenue des lieux et gestion des dangers
- gravité et fréquence des accidents

Conformité au code du travail

Tous les titulaires de permis ont mis en place un programme de santé et sécurité classiques et la mise en œuvre de ces programmes était conforme aux articles pertinents du *Code canadien du travail* et des lois provinciales applicables.

Tenue des lieux et gestion des dangers

De façon générale, la plupart des titulaires de permis de centrale nucléaire ont respecté les objectifs de rendement et les exigences de la CCSN en matière de tenue des lieux et de gestion des dangers, conformément à leur permis d'exploitation et leur MCP. En 2011, le personnel de la CCSN avait décelé des lacunes liées au danger que présente l'amiante aux centrales Pickering-A et Pickering-B. Cependant, tout au long de l'année 2012, OPG a pris des mesures correctives en accordant une attention particulière à la gestion de l'amiante. La CCSN continuera de surveiller les améliorations effectuées à ce chapitre.

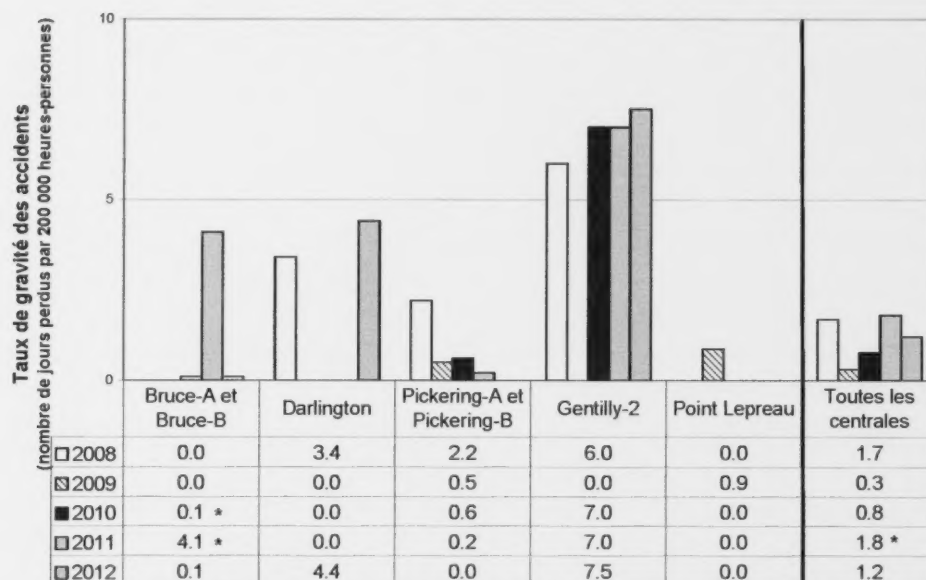
Gravité et fréquence des accidents

Le taux de gravité des accidents et la fréquence des accidents sont deux des paramètres utilisés pour évaluer l'efficacité du programme de santé et de sécurité au travail. Le taux de gravité des accidents est une mesure du nombre total de jours de travail perdus en raison d'accidents par 200 000 heures-personnes de travail à un site. La fréquence des accidents est une mesure du nombre de pertes de vie et de blessures (occasionnant des jours de travail perdus ou nécessitant des soins médicaux) dues à des accidents à une centrale par 200 000 heures-personnes (approximativement 100 années-personnes) de travail à un site.

Les valeurs du taux de gravité des accidents et de la fréquence des accidents pour les centrales et la moyenne de ces valeurs pour l'ensemble des centrales nucléaires sont présentées aux figures 11 et 12 respectivement. Ces figures montrent que :

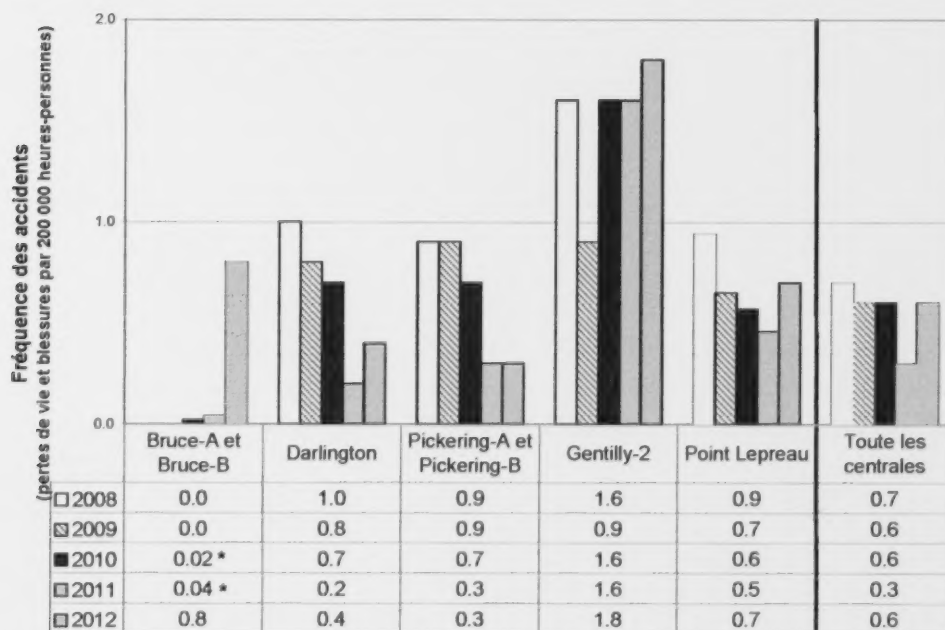
- Le taux de gravité des accidents pour l'ensemble des centrales nucléaires a baissé, passant de 1,8 qu'il était en 2011 à 1,2 en 2012; ceci signifiant que les blessures subies étaient moins graves. Le taux de gravité des accidents le plus faible a été enregistré à la centrale Point Lepreau, où il était nul. Dans le cas de la centrale Gentilly-2, ce taux a augmenté en raison de blessures plus importantes résultant d'efforts pour soulever ou déplacer des objets.
- La fréquence des accidents pour l'ensemble des centrales nucléaires a augmenté légèrement, passant de 0,3 qu'elle était en 2011 à 0,6 en 2012. Plus particulièrement, elle a augmenté à toutes les centrales, sauf dans le cas des centrales Pickering-A et Pickering-B où il est demeuré stable à 0,3.

Figure 11 : Détails de la tendance du taux de gravité des accidents, par centrale et pour toutes les centrales



* Ces valeurs sont différentes de celles dans le Rapport 2011 sur les centrales nucléaires, reflétant les dernières données reçues du titulaire de permis.

Figure 12 : Détails de la tendance de la fréquence des accidents, par centrale et pour toutes les centrales

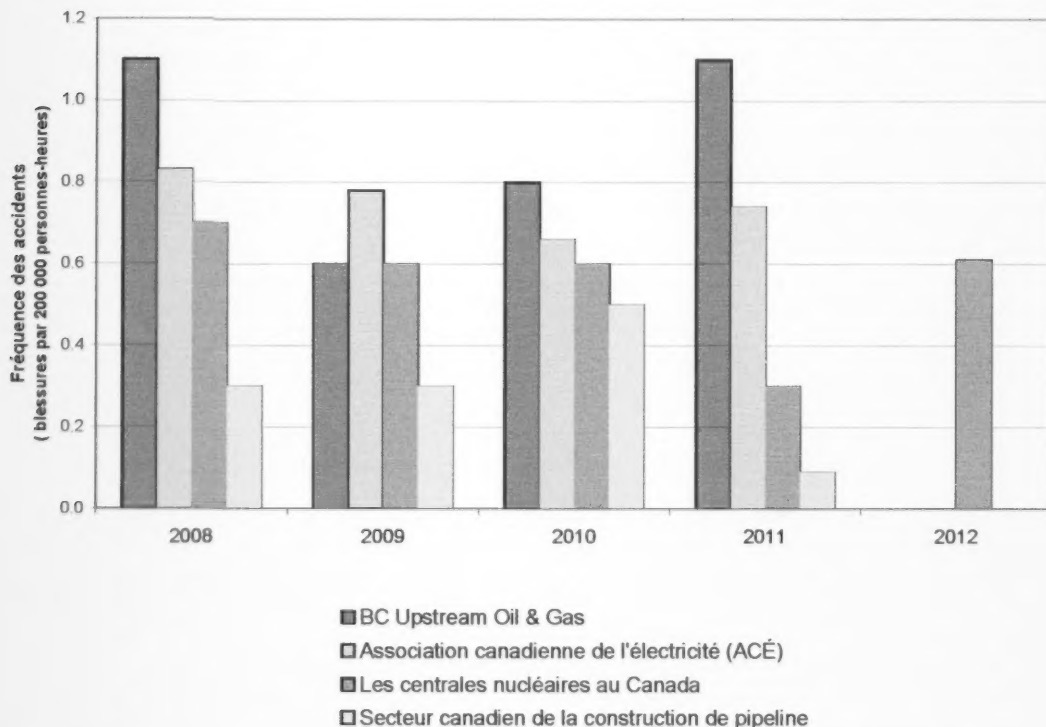


* Ces valeurs sont différentes de celles dans le Rapport 2011 sur les centrales nucléaires, reflétant les nouvelles données reçues du titulaire de permis.

La figure 13 montre les valeurs de la fréquence des accidents aux centrales nucléaires au Canada pour la période allant de 2008 à 2012, par comparaison à celles d'autres entreprises du secteur de l'énergie au Canada. Les entreprises ayant servi à la comparaison comprennent des membres de l'Association canadienne de l'électricité ainsi que des entreprises du secteur BC Upstream Oil & Gas et du secteur canadien de construction de pipelines.

Comme l'indique la figure 13, la fréquence des accidents dans l'ensemble des centrales nucléaires au Canada se compare très favorablement à celle des entreprises canadiennes sélectionnées. Elle a été généralement inférieure à celle des entreprises du secteur BC Upstream Oil & Gas et du secteur de l'énergie au Canada. Dans les limites de cette comparaison, seules les valeurs de la fréquence des accidents du secteur canadien de construction de pipelines ont été inférieures à celles de l'ensemble des centrales nucléaires au Canada. Il convient cependant de souligner que seules les valeurs pour les centrales nucléaires comprennent les cas de pertes de vie et de blessures nécessitant des soins médicaux, tandis que les valeurs pour les autres secteurs de l'énergie reflètent seulement les blessures occasionnant une perte de temps de travail, entraînant ainsi une surestimation des valeurs pour les centrales nucléaires comparativement à celles pour les autres secteurs.

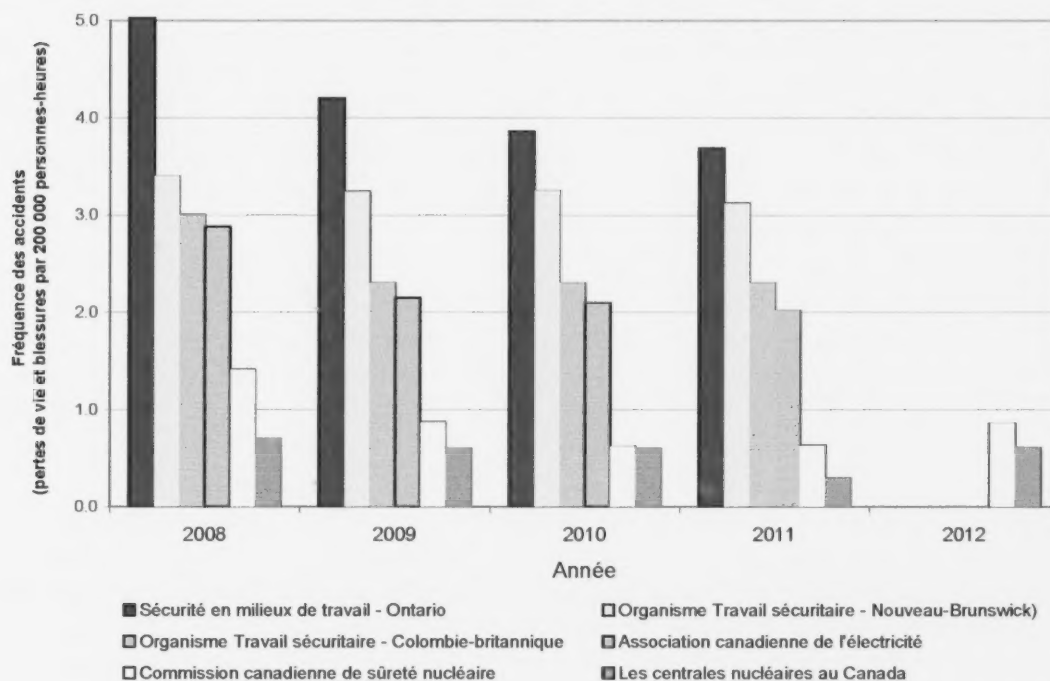
Figure 13 : Détails de la tendance de la fréquence des accidents (axée sur les blessures entraînant une perte de temps de travail) dans le secteur de l'énergie au Canada*



* Les valeurs pour les centrales nucléaires au Canada comprennent les pertes de vie et les blessures nécessitant des soins médicaux.

En plus de l'information que présente la figure 13, la figure 14 montre les valeurs de la fréquence des accidents dans différents milieux de travail au Canada; ces valeurs tiennent compte des pertes de vie, des blessures entraînant une perte de temps de travail et des blessures nécessitant des soins médicaux. On peut voir sur cette figure que la fréquence des accidents aux centrales nucléaires au Canada est moins élevée que celles dans d'autres milieux de travail au Canada. Une comparaison directe avec les données de la figure 13 peut être biaisée par de petites différences dans la méthode de rapporter les blessures entraînant une perte de temps de travail et les blessures nécessitant des soins médicaux, cependant la figure 14 démontre l'efficacité des programmes de sécurité à ces centrales nucléaires, le nombre de blessures y étant resté relativement petit.

Figure 14 : Détails de la tendance de la fréquence des accidents (axée sur les blessures entraînant une perte de temps de travail, les blessures nécessitant des soins médicaux et les pertes de vie) dans différents milieux de travail au Canada*



Le personnel de la CCSN a observé que dans l'ensemble des centrales nucléaires, le taux de gravité des accidents et la fréquence des accidents sont demeurés très faibles au cours de l'année malgré la plus grande quantité de travaux de construction et d'activités opérationnelles effectués dans le cadre de projets de réfection à deux des sites.

2.9 Protection de l'environnement

Le DSR « Protection de l'environnement » porte sur les programmes visant à détecter, à contrôler et à surveiller tous les rejets de substances radioactives ou dangereuses émanant des installations ou provenant d'activités autorisées, ainsi que leurs effets sur l'environnement. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant », soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Protection de l'environnement » aux centrales nucléaires répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement						
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau
	A	B		A	B		
Protection de l'environnement	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Protection de l'environnement » comprend les domaines particuliers suivants :

- contrôle des effluents et des émissions (rejets)
- système de gestion de l'environnement
- surveillance environnementale

Contrôle des effluents et des émissions (rejets)

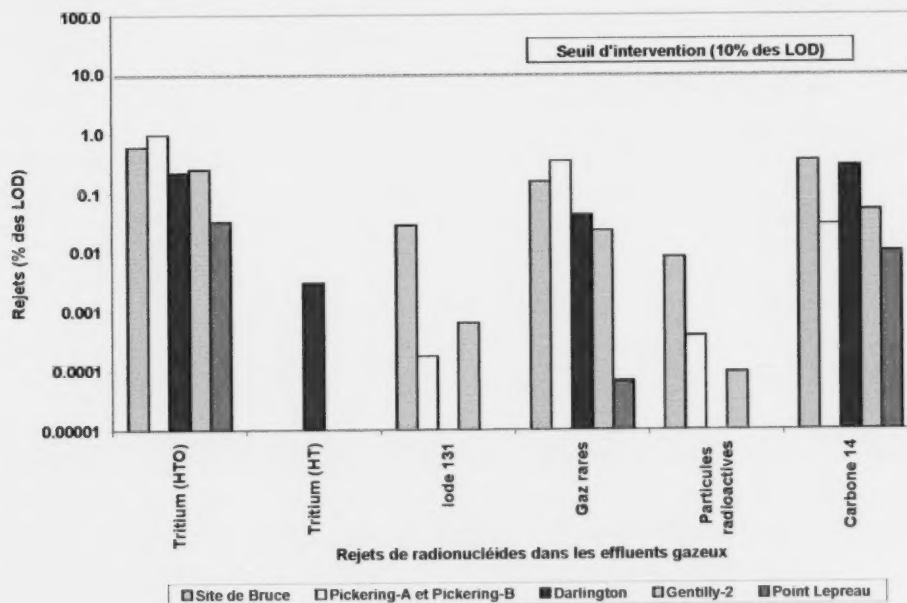
Les figures 15 et 16 montrent les valeurs des rejets en 2012 dans les effluents gazeux et liquides. Il convient de souligner qu'une échelle logarithmique est utilisée afin de permettre une comparaison directe entre les différents radionucléides. Les titulaires de permis établissent des seuils d'intervention qui sont fixés à 10 % des limites opérationnelles dérivées (LOD). Ces limites se trouvent dans chacun des permis d'exploitation de même qu'à l'annexe E, « Limites opérationnelles dérivées (LOD) aux centrales nucléaires au Canada ». L'atteinte d'un de ces seuils signifierait qu'une partie du programme de protection de l'environnement du titulaire de permis n'est plus efficace et qu'il est nécessaire que des mesures particulières soient prises et rapportées à la CCSN.

Au cours de la période de référence, tous les rejets ont été bien en deçà des seuils d'intervention et négligeables en comparaison des limites réglementaires.

Système de gestion de l'environnement

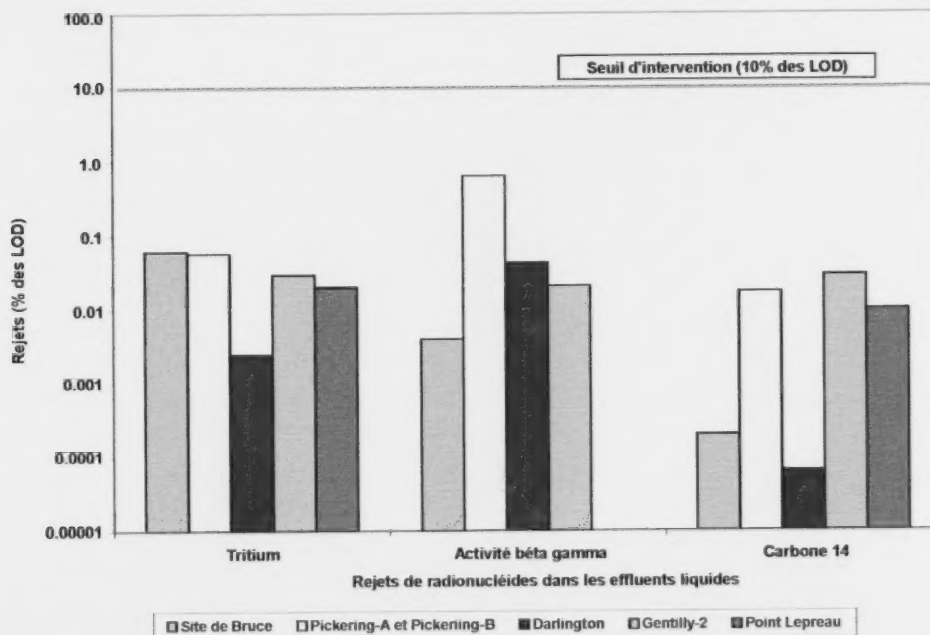
Les titulaires de permis s'affairent à mettre en œuvre la norme de la CSA N288.4-F10, *Programmes de surveillance de l'environnement aux installations nucléaires de catégorie I et aux mines et usines de concentration d'uranium* [8]. Le personnel de la CCSN est satisfait des progrès réalisés dans la mise en œuvre de cette norme.

Figure 15 : Rejets de radionucléides dans les effluents gazeux des centrales nucléaires au Canada en 2012*



* À noter qu'une échelle logarithmique est utilisée afin de permettre une comparaison directe entre les différents radionucléides.

Figure 16 : Rejets de radionucléides dans les effluents liquides des centrales nucléaires au Canada en 2012*



* À noter qu'une échelle logarithmique est utilisée afin de permettre une comparaison directe entre les différents radionucléides.

2.10 Gestion des urgences et protection-incendie

Le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » porte sur les plans des mesures d'urgence et les programmes de préparation aux situations d'urgence mis en place pour faire face aux urgences radiologiques, nucléaires et conventionnelles. Il porte également sur tout résultat au chapitre de la participation aux exercices durant l'année. En ce qui a trait au domaine particulier « Préparation et intervention en cas d'incendie », seul le rendement de l'organisation chargée des interventions en cas d'incendie est pris en compte dans le cadre du présent DSR; les questions de conception sont traitées à la section 2.5 « Conception matérielle ». Selon les données recueillies et les observations faites lors des inspections effectuées par la CCSN, la cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant », soit la même que celle des deux dernières années.

Le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, les titulaires de permis de centrale nucléaire ont continué de maintenir des programmes de gestion des urgences qui répondaient à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

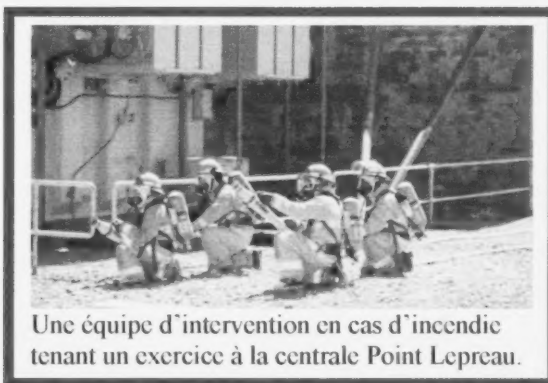
Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Gestion des urgences et protection-incendie	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » comprend les domaines particuliers suivants :

- préparation et intervention en cas d'urgence classique
- préparation et intervention en cas d'urgence nucléaire
- préparation et intervention en cas d'incendie

Préparation et intervention en cas d'urgence classique

Tous les titulaires de permis ont continué de maintenir et d'améliorer leur capacité en matière de préparation et d'intervention en cas d'urgence classique à leurs installations respectives. Le personnel de la CCSN a vérifié les programmes d'intervention en regard des critères réglementaires définis dans les permis d'exploitation et les MCP. Ces programmes ont été maintenus au moyen de programmes de formation, de manœuvres et d'exercices.



Préparation et intervention en cas d'urgence nucléaire

Tous les titulaires de permis ont continué de maintenir et d'améliorer leur capacité en matière de préparation et d'intervention en cas d'urgence nucléaire à leurs installations respectives.

Préparation et intervention en cas d'incendie

Le personnel de la CCSN a surveillé de près l'efficacité des mesures correctives apportées dans le cadre de ses activités de surveillance réglementaire liées au retour en service de réacteurs.

2.11 Gestion des déchets

Le DSR « Gestion des déchets » porte sur les programmes internes de gestion des déchets qui font partie des activités d'exploitation de l'installation jusqu'à ce que ces déchets en soient retirés. Il porte également sur la planification en vue du déclassement éventuel de l'installation. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant » pour l'année 2012, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Gestion des déchets » aux centrales nucléaires répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement						
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau
	A	B		A	B		
Gestion des déchets	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Gestion des déchets » comprend les domaines particuliers suivants :

- minimisation, ségrégation et caractérisation des déchets
- stockage et traitement des déchets
- plans de déclassement

Minimisation, ségrégation et caractérisation des déchets

Tous les titulaires de permis ont en place des programmes de gestion des déchets qui documentent les exigences en matière de minimisation, ségrégation et caractérisation des déchets radioactifs.

Stockage et traitement des déchets

Tous les titulaires de permis ont en place des programmes de gestion des déchets pour effectuer la manutention, la surveillance, le stockage et le traitement des déchets radioactifs. À la lumière des évaluations effectuées, on conclut que tous les déchets radioactifs sont évacués de manière appropriée et conformément aux règlements et aux procédures internes.

OPG propose de construire et d'exploiter un dépôt dans des couches géologiques profondes pour effectuer la gestion à long terme des déchets radioactifs de faible et moyenne activité au site de Bruce Power (OPG est propriétaire des installations à ce site, celles-ci étant exploitées par Bruce Power en vertu d'une convention de bail). Cette nouvelle installation servira à recevoir les déchets actuellement stockés de manière provisoire à l'installation de gestion des déchets Western d'OPG, ainsi que les déchets qui continuent d'être produits aux centrales nucléaires en exploitation, c'est-à-dire Bruce-A, Bruce-B, Darlington, Pickering-A et Pickering-B. Les déchets radioactifs de faible activité consistent en des matières industrielles qui ont été contaminées par des matières radioactives de faible activité pendant des activités régulières de nettoyage et d'entretien aux centrales nucléaires. Les déchets radioactifs de moyenne activité comprennent principalement des composants de réacteur



Modules de stockage à sec du combustible nucléaire irradié à Gentilly-2.

nucléaire usés, des résines échangeuses d'ions et des filtres servant à purifier les systèmes des réacteurs. Le combustible nucléaire irradié ne sera pas stocké ni géré dans le dépôt dans des couches géologiques profondes. En 2012, une Commission d'examen conjoint a été établie afin d'examiner la proposition d'OPG ainsi que ses effets sur l'environnement et de recueillir l'information nécessaire afin d'étudier la demande de permis soumise en vertu de la LSRN. Les travaux de cette commission sont présentement en cours.

Plans de déclassement

Les plans de déclassement de six des sept centrales nucléaires au Canada sont toujours à jour. Le personnel de la CCSN estime que ces plans répondent aux exigences du document d'application de la réglementation G-219, *Les plans de déclassement des activités autorisées* [18] et de la norme de la CSA N294-F09, *Déclassement des installations contenant des substances nucléaires* [19]. Les plans de déclassement ont été révisés au cours de la dernière période de cinq ans, conformément aux exigences.

La seule exception est le plan pour la centrale Gentilly-2. En raison de la fermeture prématurée de cette centrale, Hydro-Québec est tenue de soumettre une révision de son plan de déclassement et de la garantie financière connexe.

2.12 Sûreté

Le DSR « Sûreté » couvre les programmes que les titulaires de permis doivent mettre en œuvre pour respecter les exigences de sécurité stipulées dans les règlements, dans leurs permis, dans les ordres ou dans les énoncés d'attentes s'appliquant à l'installation ou à l'activité visée. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant », soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Sûreté » aux centrales nucléaires répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Sécurité	ES	ES	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Sûreté » comprend les domaines particuliers suivants :

- installations et équipements (aucune observation d'importance à rapporter)
- contrôle d'accès (aucune observation d'importance à rapporter)
- formation, exercices et manœuvres (aucune observation d'importance à rapporter)
- force d'intervention nucléaire (aucune observation d'importance à rapporter)

Tous les titulaires de permis ont continué de maintenir et de mettre en œuvre des programmes de sécurité conformément aux exigences de la CCSN. Le programme de tests du rendement continue d'être utilisé pour mettre à l'essai et valider les systèmes de protection physique (détection, délai et intervention) de chacun des titulaires de permis, afin de s'assurer qu'ils sont adéquats et conformes aux exigences réglementaires et de rendement. Les services de l'Unité canadienne d'adversaires tactiques constituent toujours un outil efficace d'évaluation pour effectuer la mise en œuvre de ce programme de tests du rendement.

2.13 Garanties et non-prolifération

Le DSR « Garanties et non-prolifération » couvre les programmes et les activités nécessaires au succès de la mise en œuvre des obligations découlant des accords en matière de garanties conclus entre le Canada et l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) ainsi que de toutes les mesures pour se conformer au *Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires* [20]. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant », soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Garanties et non-prolifération » aux centrales nucléaires répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement						
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau
	A	B		A	B		
Garanties et non-prolifération	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

L'évaluation du rendement des titulaires de permis effectuée par la CCSN tient compte de la conclusion annuelle de l'AIEA sur la situation au Canada dans son ensemble, celle-ci étant présentée au Bureau des gouverneurs de l'AIEA chaque juin dans un rapport intitulé *Rapport de la mise en œuvre en matière de garanties*. L'AIEA n'a pas encore effectué son évaluation pour l'année 2012, mais le personnel de la CCSN s'attend à ce qu'elle soit globalement positive.

Le document d'application de la réglementation RD-336, *Comptabilisation et déclaration des matières nucléaires* [21] est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2011. Les titulaires de permis avaient jusqu'au 1^{er} juillet 2012 pour mettre à jour leur système de comptabilisation des matières nucléaires. La CCSN a examiné les révisions soumises par chacun des titulaires de permis et conclu que les mises à jour effectuées à tous les sites étaient conformes au document RD-336. Bien que des problèmes mineurs aient été décelés, le personnel de la CCSN a observé un rendement élevé à tous les sites en ce qui a trait à la soumission en temps opportun des rapports de comptabilisation des matières nucléaires et aux efforts importants requis pour la mise en œuvre du document RD-336.

À tous les sites, on a donné accès et fourni assistance à l'AIEA, autant pour effectuer les activités d'inspection que celles d'entretien et de surveillance de l'équipement de l'AIEA.

À tous les sites, on a soumis en temps opportun les programmes opérationnels annuels requis, notamment des mises à jour trimestrielles, de même que la mise à jour annuelle du document *Protocole additionnel à l'Accord entre le Canada et l'Agence internationale de l'énergie atomique relatif à l'application de garanties dans le cadre du Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires* [22].

Aucun équipement majeur de l'AIEA n'a été installé en 2012, mais à tous les sites, on a fourni une bonne coopération en soutien à l'entretien de l'équipement de l'AIEA, dont la mise à jour des moniteurs de déchargement du cœur à la centrale Bruce-A, le remplacement des scellés du combustible usé à la centrale Darlington, et la réinstallation de l'équipement à la suite de la réfection de la centrale Point Lepreau.

Dans le cas des centrales nucléaires, la portée du programme de non-prolifération est limitée au suivi de l'origine du matériel nucléaires et des activités liées aux obligations étrangères de même qu'à la soumission des rapports connexes. Ce suivi et ces rapports aident la CCSN à mettre en œuvre les accords bilatéraux de coopération nucléaire que le Canada a signés avec d'autres pays. Dans les limites de la portée de ce programme, aucun problème de conformité n'a été décelé. L'importation et l'exportation de substances, d'équipement et d'information nucléaires contrôlés nécessitent une autorisation distincte de la part de la CCSN, mais en ce qui concerne les centrales nucléaires, ce sujet n'entre pas dans la portée de ce DSR.

2.14 Emballage et transport

Le DSR « Emballage et transport » porte sur les programmes liés à l'emballage et au transport sûrs des substances nucléaires et des appareils à rayonnement, à destination et en provenance de l'installation autorisée. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce domaine est « satisfaisant », soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Emballage et transport » aux centrales nucléaires répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Emballage et transport	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Tous les titulaires de permis ont en place un programme d'emballage et de transport qui assure la conformité aux exigences du *Règlement sur l'emballage et le transport de substances nucléaires* et du *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses* [23]. Les programmes sont mis en œuvre efficacement et le transport des substances nucléaires d'une installation à l'autre est effectué de manière sûre.

Les titulaires de permis ont rapporté des événements de transport mineurs. Ces incidents n'ont entraîné aucune incidence sur la sûreté et le personnel de la CCSN a jugé que les mesures correctives prises étaient acceptables.



Transport de combustible usé à une installation d'OPG.

2.15 Programmes relatifs à l'information et à la divulgation publiques

Conformément à leur fondement d'autorisation, tous les titulaires de permis au Canada sont tenus d'avoir en place un programme étoffé relatif à l'information et à la divulgation publique. Tout au long de l'année 2012, les titulaires ont fait des progrès pour s'assurer que leurs programmes seraient conformes, d'ici l'échéance de décembre 2013, aux exigences réglementaires stipulées dans le document d'application de la réglementation RD/GD-99.3, *L'information et la divulgation publiques*, qui a été publié en 2012. Ces nouvelles exigences réglementaires sont fondées sur des éléments d'orientation déjà établis qui ont été publiés pour la première fois en 2004.

Les exigences réglementaires comprennent des dispositions concernant :

- la détermination d'objectifs clairs et mesurables ainsi que des auditoires cibles
- le suivi des points de vue, des opinions et des préoccupations du public au sujet des activités autorisées
- l'élaboration de stratégies et de produits d'information publique fournissant au public un accès ouvert et facile à l'information
- l'élaboration et la mise en œuvre d'un protocole de divulgation publique étoffé
- le maintien de documents et de dossiers permettant de démontrer une mise en œuvre adéquate
- l'évaluation et l'amélioration du programme

Un élément fondamental introduit au moyen du document d'application de la réglementation RD/GD-99.3 est l'obligation des titulaires de permis d'établir un protocole de divulgation publique. Bruce Power, OPG et Énergie NB ont affiché leur protocole de divulgation respectif sur leur site Web. Elles ont également commencé à publier des renseignements sur les événements, selon les critères de divulgation dans ces protocoles. Hydro-Québec travaille présentement à élaborer une ébauche de protocole. Les protocoles étant partagés librement avec les parties intéressées et consultés par ces derniers, les titulaires de permis vont recueillir des commentaires qu'ils intégreront lorsque possible.

Les titulaires de permis ont fait des progrès pour incorporer les activités de ce programme dans leurs systèmes de gestion de l'entreprise. Le personnel de la CCSN a conclu que les titulaires de permis font des efforts adéquats pour se conformer aux exigences relatives à ce programme.



La chef, Affaires publiques d'Énergie nucléaire du Nouveau-Brunswick discute avec des pêcheurs commerciaux de la Baie de Fundy; ceux-ci ont des représentants au groupe de liaison avec les communautés mis en place par le titulaire de permis.

3. Cote du rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires

La présente section est divisée par centrale, et pour chacune d'elles, on y trouve les cotes attribuées au rendement pour chaque domaine de sûreté et de réglementation (DSR). Les cotes de rendement reflètent la mesure dans laquelle, selon le jugement du personnel de la CCSN, les programmes des titulaires de permis répondent aux exigences et aux attentes réglementaires et aident à préserver la santé et la sécurité des Canadiens, à protéger l'environnement et à respecter les obligations internationales du Canada à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire.

Les cotes de rendement en matière de sûreté ont été déterminées en suivant une approche en fonction des risques pour intégrer les constatations tirées des inspections de type I et de type II, des événements devant être déclarés, des examens documentaires, ainsi que des progrès réalisés pour répondre aux mesures d'application de la loi prises par le personnel de la CCSN.

3.1 Bruce-A et Bruce-B

Les centrales Bruce-A et Bruce-B sont situées sur le bord du lac Huron, dans la municipalité de Kincardine du comté de Bruce, en Ontario. Les installations sont exploitées par Bruce Power en vertu d'une convention de bail avec le propriétaire de celles-ci, Ontario Power Generation (OPG).

La centrale Bruce-A comprend quatre réacteurs CANDU de 904 MW(e) (mégawatts d'électricité) qui sont entrés en service entre 1977 et 1979. En 1998, le combustible a été retiré de toutes les tranches et celle-ci ont été placées dans un état d'arrêt garanti sûr. On a effectué la réfection des tranches 3 et 4, cette dernière étant redémarrée en 2003 tandis que la tranche 3 l'a été en 2004.

Les tranches 3 et 4 étaient pleinement opérationnelles tout au long de l'année 2012. La réfection des tranches 1 et 2 a été terminée au cours de la deuxième partie de 2012 et les deux tranches ont été remises en service. Une question de mise en service n'est toujours pas résolue dans le cas de la tranche 1 et celle-ci est réglementée au moyen d'un point d'arrêt imposé par la CCSN.



La centrale Bruce-B comprend quatre réacteurs CANDU de 915 MW(e) qui sont entrés en service entre 1984 et 1987. Les quatre tranches ont été pleinement opérationnelles tout au long de l'année 2012.

Ce rapport traite conjointement des centrales Bruce-A et Bruce-B parce que Bruce Power y applique des programmes communs. Cependant, le rendement des centrales Bruce-A et Bruce-B est évalué séparément parce que la mise en œuvre de certains programmes varie d'une centrale à l'autre.

Le tableau 5 montre les cotes de rendement en matière de sûreté attribuées dans le cas des centrales Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2012. À la lumière des observations et évaluations du rendement dans les DSR, le personnel de la CCSN a conclu que les centrales Bruce-A et Bruce-B ont été exploitées de manière sûre. Suivant la structure actuelle des DSR, les cotes intégrées de rendement de ces deux centrales étaient « satisfaisant », la même que celle des deux dernières années.

Tableau 5 : Cotes de rendement des centrales Bruce-A et Bruce-B

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement		Moyenne des centrales
	Bruce-A	Bruce-B	
Système de gestion	SA	SA	SA
Gestion du rendement humain	SA	SA	SA
Conduite de l'exploitation	SA	SA	SA
Analyse de la sûreté	SA	SA	SA
Conception matérielle	SA	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	SA	SA	SA
Radioprotection	SA	SA	SA
Santé et sécurité classiques	ES	ES	ES
Protection de l'environnement	SA	SA	SA
Gestion des urgences et protection-incendie	SA	SA	SA
Gestion des déchets	SA	SA	SA
Sécurité	ES	ES	SA
Garanties et non-prolifération	SA	SA	SA
Emballage et transport	SA	SA	SA
Cote intégrée de la centrale	SA	SA	SA

N.-B. :

- aucune information n'est présentée dans cette sous-section du rapport concernant les domaines particuliers des DSR pour lesquels les activités de conformité effectuées par le personnel de la CCSN n'ont révélé aucun fait d'importance
- l'information présentée ci-après est particulière à la centrale; les tendances générales n'y sont pas abordées (les observations portant sur l'ensemble des centrales sont fournies à la section 2)

3.1.1 Système de gestion

Le rendement dans le DSR « Système de gestion » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Bruce-A et Bruce-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Système de gestion » aux centrales Bruce-A et Bruce-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Système de gestion

Le système de gestion de Bruce Power était conforme à la norme de la CSA N286-F05, *Exigences relatives au système de gestion des centrales nucléaires* [2]. À la lumière des inspections sur place et des examens documentaires, le personnel de la CCSN a conclu que le système de gestion de Bruce Power est adéquat et que le rendement en matière de gestion était

conforme aux exigences de la norme N-286-F05. Bruce Power a élaboré, ou est en voie de mettre en œuvre, des mesures correctives pour régler les problèmes mineurs décelés par le personnel de la CCSN.

Rendement en matière de gestion

Bruce Power a continué d'améliorer son rendement en matière de gestion, comme l'exige son programme en matière de gestion. Le personnel de la CCSN a réalisé une inspection pour évaluer la mise en œuvre des examens de l'efficacité du système de gestion. Durant la période de référence, Bruce Power a réglé tous les problèmes organisationnels de manière satisfaisante.

3.1.2 Gestion du rendement humain

Le rendement dans le DSR « Gestion du rendement humain » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Bruce-A et Bruce-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Gestion du rendement humain » aux centrales Bruce-A et Bruce-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Accréditation du personnel

Un nombre suffisant de personnes était disponible aux centrales Bruce-A et Bruce-B pour combler chacun des postes nécessitant une accréditation. On a jugé que les processus et procédures d'accréditation du personnel étaient satisfaisants. Le personnel de la CCSN est confiant qu'en 2012, le personnel accrédité de Bruce Power était apte à exercer ses fonctions de manière sûre et adéquate. Bruce Power continue de respecter les exigences réglementaires en matière d'accréditation du personnel.

Examens d'accréditation initiale et tests de requalification

Les programmes dans ce domaine particulier répondaient aux exigences relatives à l'accréditation initiale des travailleurs et au renouvellement des accréditations. Aucun problème majeur de conformité n'a été décelé aux deux centrales. Bruce Power continue de respecter les exigences de la CCSN en ce qui a trait aux examens d'accréditation initiale et aux tests de requalification.

Les processus et les procédures d'accréditation du personnel ont été jugés adéquats. Dans le cas de Bruce Power, le taux de réussite global aux tests de requalification était de 93 %, alors qu'il était de 89 % dans le cas des examens à des fins d'accréditation initiale. Le personnel de la CCSN juge que ces résultats sont acceptables.

L'inspection et l'examen documentaire, effectués par le personnel de la CCSN, des examens d'accréditation initiale sur simulateur pour les candidats au poste d'opérateur de salle de commande de la tranche 0 ont révélé un nombre de points forts de la mise en œuvre du programme d'examen d'accréditation de Bruce Power. Cette inspection et cet examen ont également permis de déceler des aspects nécessitant des améliorations, dont une documentation inadéquate et des questions d'examen ambiguës, et les titulaires de permis sont en voie de prendre les mesures nécessaires.

Organisation du travail et conception de tâches

Des processus efficaces étaient en place aux centrales Bruce-A et Bruce-B pour établir des horaires permettant de s'assurer qu'un personnel qualifié est disponible pour respecter les exigences relatives à l'effectif minimal par quart dans le document d'application de la réglementation G-323, *Assurer la présence d'un nombre suffisant d'employés qualifiés aux installations nucléaires de catégorie I – Effectif minimal*. Un processus est en place pour s'assurer que les qualifications des personnes occupant des postes faisant partie de l'effectif minimal sont à jour, pour tous les groupes de travailleurs et tous les rôles d'urgence. Le personnel de Bruce Power se conforme aux processus internes de surveillance et de contrôle de l'effectif minimal. Cependant, on a observé à la centrale Bruce-A des infractions aux limites d'heures de travail, ceci afin de respecter l'effectif minimal. La majorité de ces infractions mettait en cause les postes d'opérateur de réacteur (OR). On a demandé à Bruce Power de faire enquête sur ces infractions et de vérifier si des mesures correctives peuvent être prises pour empêcher qu'elles ne se reproduisent. Le personnel de la CCSN fait un suivi des progrès réalisés à ce chapitre et prendra des mesures réglementaires additionnelles au besoin.

3.1.3 Conduite de l'exploitation

Le rendement dans le DSR « Conduite de l'exploitation » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Bruce-A et Bruce-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

Le personnel de la CCSN a jugé que Bruce Power a exploité les centrales Bruce-A et Bruce-B de manière sûre et conformément au fondement d'autorisation.

Réalisation des activités autorisées

Les deux centrales ont été exploitées de manière sûre. Les exigences et attentes réglementaires en matière de conduite de l'exploitation étaient respectées aux centrales Bruce-A et Bruce-B. Aux deux centrales, Bruce Power s'est conformée aux conditions du permis relatives à la puissance du réacteur.

Les activités de réfection et de redémarrage des tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A ont été réalisées avec succès. Une question de mise en service n'est toujours pas résolue dans le cas de la tranche 1 et celle-ci est réglementée au moyen d'un point d'arrêt imposé par la CCSN. Le titulaire de permis s'affaire présentement à régler cette question et le personnel de la CCSN fait un suivi des progrès réalisés à ce chapitre.

Avec quatre réacteurs en service à chacune d'elles :

- quatre déclenchements imprévus de réacteur (deux en période d'exploitation et deux au cours des essais de mise en service), trois RRP et neuf BCP (principalement dus au retour en service des tranches 1 et 2) ont eu lieu à la -A
- aucun déclenchement imprévu de réacteur, ni RRP ou BCP n'a eu lieu à la centrale Bruce-B

Le personnel de la CCSN a vérifié que pour tous les événements transitoires, le personnel de Bruce Power avait suivi les procédures approuvées, analysé et évalué les causes fondamentales de l'événement et pris des mesures correctives appropriées.

Trois arrêts imprévus ont eu lieu à la centrale Bruce-A tandis qu'un seul arrêt de ce type a eu lieu à la centrale Bruce-B. Aux deux centrales, la réalisation des arrêts répondait aux exigences en ce qui a trait à la sûreté et la gestion des travaux.

Rendement de la gestion des arrêts

Trois arrêts prévus mettant en cause les tranches 3 et 4 ont eu lieu à la centrale Bruce-A, et un arrêt de ce type a eu lieu à la tranche 8 de la centrale Bruce-B. Bruce Power a réalisé tous les arrêts avec succès et a respecté les exigences en matière de vérification du maintien de l'état d'arrêt garanti du réacteur. Le personnel de la CCSN a vérifié et confirmé que ces garanties étaient en place correctement et qu'elles répondaient aux exigences de sûreté des réacteurs.

Paramètres d'exploitation sûre

Une inspection de type I portant sur les paramètres d'exploitation sûre a révélé que leur mise en œuvre était adéquate.

3.1.4 Analyse de la sûreté

Le rendement dans le DSR « Analyse de la sûreté » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Bruce-A et Bruce-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Analyse de la sûreté » aux centrales Bruce-A et Bruce-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Analyse déterministe de la sûreté

Le personnel de la CCSN a effectué un examen documentaire du programme d'analyse déterministe de la sûreté de Bruce Power. Il visait à déterminer dans quelle mesure les outils, les procédures et les activités d'analyse sont conformes aux normes et lignes directrices pertinentes. L'examen a couvert tous les principaux éléments de la préparation et de la réalisation d'une analyse de la sûreté ainsi que l'usage qu'on fait de leurs résultats. L'examen a révélé que Bruce Power avait en place un programme efficace et bien géré pour effectuer des analyses de la sûreté.

Le personnel de la CCSN a poursuivi son examen des mises à jour des sections du rapport de sûreté de la centrale Bruce-B portant sur les analyses. Ces mises à jour ont permis de combler les lacunes de l'analyse d'un accident de perte de caloporteur combiné à une perte du refroidissement d'urgence du cœur. Les mises à jour des rapports de sûreté des centrales Bruce-A et Bruce-B ont été soumises à la CCSN et font présentement l'objet d'un examen.

Étude probabiliste de sûreté

Bruce Power a continué de faire des progrès au chapitre de la conformité aux exigences du document d'application de la réglementation S-294, *Études probabilistes de sûreté (ÉPS) pour les centrales nucléaires* [6]. Le personnel de la CCSN examine présentement l'information soumise par Bruce Power relativement à la méthode utilisée pour effectuer les études probabilistes de la sûreté afin de déterminer si elle est conforme au document S-294. Bruce Power incorporera ce document d'application de la réglementation à ses permis une fois que les méthodes et les résultats auront été acceptés.

Analyse de la criticité

Bruce Power est le seul titulaire de permis tenu d'avoir un programme d'analyse de la criticité. Le personnel de la CCSN a observé qu'aucun événement de criticité n'avait eu lieu aux centrales Bruce-A et Bruce-B, et il est satisfait des dispositions prises par le titulaire de permis.

Analyse des accidents graves

Bruce Power continue de faire des progrès pour terminer les travaux liés aux mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF). Les activités de Bruce Power et l'information qu'elle soumet visent à fermer les dossiers des MPF en suspens, conformément au calendrier établi.

Évaluation des risques environnementaux

Le programme de Bruce Power portant sur l'évaluation des risques environnementaux comprend l'atténuation des risques suivants :

- **Poisson** : Bruce Power a continué de maintenir et de mettre en œuvre un programme efficace d'évaluation et de gestion des risques environnementaux aux centrales Bruce-A et Bruce-B, conformément aux exigences de la CCSN. L'évaluation des risques continue d'être fondée sur les derniers renseignements, en tenant compte des résultats du programme de suivi de l'EE à la centrale Bruce-A.
- **Inondation** : Dans le cadre de ses activités relatives à la MPF 2.1.1, Bruce Power a réalisé une évaluation préalable des dangers externes, notamment les inondations (Phase I). Bruce Power effectue présentement la Phase 2 de cette évaluation.
- **Eau souterraine** : Le programme de surveillance de l'eau souterraine en place aux centrales Bruce-A et Bruce-B n'a décelé aucune incidence adverse sur le système d'écoulement de cette eau.
- **Hydrazine** : Les déversements imprévus sont maintenant sous contrôle grâce à de nouvelles mesures de contrôle et d'atténuation prises, à la suite d'un engagement formel de la part de Bruce Power.



Barrière antierues – exemples
d'efforts liés à la MPF 2.1.1

3.1.5 Conception matérielle

Le rendement dans le DSR « Conception matérielle » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Bruce-A et Bruce-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Conception matérielle » aux centrales Bruce-A et Bruce-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Conception des composants

Bruce Power est en voie de mettre en œuvre la norme de la CSA N285.0-F08, *Exigences générales relatives aux systèmes et composants sous pression des centrales nucléaires CANDU* [25]. Le personnel de la CCSN a surveillé les travaux à ce chapitre et est satisfait des progrès réalisés. Bruce Power a confirmé que les SSC des centrales Bruce-A et Bruce-B importants pour la sûreté et la sécurité nucléaires continuaient de se conformer aux exigences du fondement de la conception dans tous les états d'exploitation.

Qualification de l'équipement

Le programme de qualification environnementale (QE) est pleinement mis en œuvre à toutes les tranches en exploitation des centrales Bruce-A et Bruce-B. Ce programme a pour but de s'assurer que tous les systèmes, l'équipement, les composants et les barrières et structures de protection requis à une centrale nucléaire sont aptes à remplir leur fonction de sûreté lors d'un accident de dimensionnement (AD). La mise en œuvre du programme de QE aux tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A a été réalisée avant que celles-ci ne soient redémarrées. Une inspection de la QE a été effectuée avant le redémarrage afin de s'assurer que le programme avait été pleinement mis en œuvre. Bruce Power a démontré se conformer en établissant un programme de QE solide. Cependant, l'incertitude entourant l'état de la qualification de la génératrice de secours n° 2, un élément du système d'alimentation électrique renforcé pour résister à différents dangers, nécessite toujours d'être éliminée à la centrale Bruce-A. Le personnel de la CCSN fait un suivi de la situation et reçoit des mises à jour de Bruce Power à tous les six mois.

Conception et classification de système

Au chapitre de la conception en matière de protection-incendie, Bruce Power a poursuivi ses activités visant à améliorer la protection-incendie à toutes ses installations en effectuant des mises à niveau procédurales et matérielles, comme le recommande le personnel de la CCSN dans le cadre de la vérification de la conformité au code des installations, au regard de la norme de la CSA N293-F07, *Protection contre l'incendie dans les centrales nucléaires CANDU* [10], des évaluations révisées des risques d'incendie et de l'analyse de la capacité d'effectuer un arrêt sûr en cas d'incendie. Les lacunes que ces recommandations visent à combler ne constituent pas un risque important. Les modifications proposées vont augmenter la marge de sûreté des installations en ce qui a trait à la protection-incendie. Le personnel de la CCSN continue de surveiller les progrès réalisés relativement à la mise en œuvre de ces recommandations.

Facteurs humains dans la conception

L'inspection effectuée par le personnel de la CCSN a révélé que Bruce Power suivait les processus approuvés pour tenir compte des facteurs humains dans leurs processus de conception. En se fondant sur l'échantillon de modifications inspectées, on a observé que les aspects facteurs humains dans la conception reflétaient de bonnes pratiques de conception et que les guides de conception appropriés étaient indiqués. Cependant, des aspects nécessitant des améliorations, dont les critères d'évaluation et la conformité aux processus et aux documents du titulaire de permis, ont été décelés et communiqués à Bruce Power.

3.1.6 Aptitude fonctionnelle

Le rendement dans le DSR « Aptitude fonctionnelle » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Bruce-A et Bruce-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Aptitude fonctionnelle » aux centrales Bruce-A et Bruce-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Aptitude de l'équipement au service et performance de l'équipement

À la lumière des inspections et vérifications de la conformité effectuées au site, le personnel de la CCSN est satisfait de la performance globale de l'équipement aux centrales Bruce-A et Bruce-B. Cependant, plusieurs problèmes de conformité de faible importance liés aux systèmes

d'alimentation électrique d'urgence, comme les processus d'entretien préventifs et la gestion des registres concernant les essais, nécessitent d'être réglés et Bruce Power est en voie de prendre les mesures nécessaires.

Entretien

Le rendement du programme d'entretien est demeuré satisfaisant aux centrales Bruce-A et Bruce-B, des améliorations ayant été observées à cette dernière. Le coefficient d'exécution de l'entretien préventif (CEEP) est plus élevé, atteignant 84 %, s'approchant ainsi de l'objectif que visent les pratiques exemplaires du secteur nucléaire qui est de 90 %. Bruce Power a réduit le nombre de travaux d'entretien correctif en attente à ses deux centrales, atteignant cet objectif de 90 % à la centrale Bruce-B. De plus, le nombre de travaux d'entretien préventif en attente a été abaissé, bien qu'il soit toujours élevé aux deux centrales.

Les inspections de l'entretien n'ont révélé aucun problème important de conformité. Le personnel de la CCSN a observé que la mise en œuvre des activités d'entretien par Bruce Power était conforme aux exigences du document d'application de la réglementation RD/GD-210, *Programmes d'entretien des centrales nucléaires* [12]. On a à nouveau observé des aspects nécessitant des améliorations au chapitre de l'exécution des travaux, particulièrement en ce qui concerne les activités d'entretien facultatif. Le personnel de la CCSN continuera d'accorder une attention particulière à ce domaine et à surveiller les mesures correctives prises par Bruce Power pour diminuer le nombre global de travaux en attente et le nombre de demandes de travail, de façon à pouvoir effectuer l'entretien en temps opportun.

Fiabilité des systèmes importants pour la sûreté

Le programme de fiabilité de Bruce Power était conforme au document d'application de la réglementation S-98, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires* [13]. Cependant, certaines améliorations sont requises afin de pouvoir respecter les objectifs de rendement dans le cas de systèmes importants pour la sûreté. Ces améliorations portent principalement sur la modélisation de la fiabilité et ne sont pas liées au rendement de ces systèmes comme tel. Bruce Power s'affaire présentement à apporter ces améliorations.

À la centrale Bruce-A, le nombre d'indisponibilités de chacun des systèmes spéciaux de sûreté a été moindre que les limites établies, sauf dans le cas du système de refroidissement d'urgence du cœur (SRUC) et du système d'arrêt d'urgence no.2 (SAU2). Aucun de ces cas n'a eu d'incidence sur la sûreté, puisque le titulaire de permis a pris les mesures compensatoires ou correctives appropriées pour les régler. À la centrale Bruce-B, le nombre d'indisponibilités de chacun des systèmes spéciaux de sûreté a été moindre que les limites établies.

Intégrité structurale

Le personnel de la CCSN a confirmé que Bruce Power avait des programmes d'inspection périodique (PIP) en place aux centrales Bruce-A et Bruce-B qui fournissent de façon continue l'assurance de l'intégrité structurale des composants majeurs des enveloppes sous pression, y compris tubes de force, tuyaux d'alimentation, générateurs de vapeur et systèmes de confinement. Bruce Power a réalisé des inspections conformément aux PIP en vigueur au site et à la norme de la CSA N285.4, *Inspection périodique des composants des centrales nucléaires CANDU* [14], comme l'exigent les permis des centrales Bruce-A et Bruce-B. Le personnel de la CCSN est satisfait des résultats des inspections.

Des lignes directrices en matière d'aptitude fonctionnelle sont en place aux centrales Bruce-A et Bruce-B afin d'évaluer les résultats d'inspection qui ne respectent pas les critères d'acceptation dans les normes de la CSA pertinentes. Aucun problème important de conformité sur le plan de la

sûreté n'a été décelé en ce qui a trait à la détérioration des composants majeurs des enveloppes sous pression et le personnel de la CCSN a conclu que l'intégrité structurale de ces composants majeurs aux centrales Bruce-A et Bruce-B répondait aux exigences réglementaires.

Gestion du vieillissement et du cycle de vie

Bruce Power continue de mettre en œuvre son programme en matière de fiabilité de l'équipement qui définit les activités donnant l'assurance que l'état des SSC importants pour la sûreté est bien comprise et que les activités requises pour s'assurer qu'il demeure satisfaisant au fur et à mesure que la centrale vieillit sont en place. Dans le cas des tranches 1 et 2, Bruce Power a effectué une évaluation de ce programme et des processus connexes en regard du document d'application de la réglementation RD-334, *Gestion du vieillissement des centrales nucléaires* [17] et elle a décelé des aspects nécessitant des améliorations, qu'elle s'affaire présentement à régler.

Bruce Power a continué de mettre à jour ses programmes de gestion du cycle de vie (PGCV) des composants majeurs de l'enveloppe sous pression et des structures de l'enceinte de confinement en béton, afin de mettre en place des plans de gestion à long terme pour les SSC qui se détériorent en vieillissant. Le personnel de la CCSN a examiné ces PGCV et confirmé qu'ils répondent aux exigences stipulées dans le document RD-334.

Inspections et essais périodiques

Des inspections périodiques ont été réalisées conformément aux PIP de Bruce Power et aux normes de la CSA N285.4, *Inspection périodique des composants des centrales nucléaires CANDU* [14], N285.5, *Inspection périodique des composants de confinement des centrales nucléaires CANDU* [16], et N287.7, *Exigences relatives à la mise à l'essai et à la vérification, en cours d'exploitation, des enceintes de confinement en béton des centrales nucléaires* [15].

Bruce Power a par la suite mis à jour ses PIP afin de respecter les exigences stipulées dans les nouvelles révisions des normes N285.4, N285.5 et N287.7. Le personnel de la CCSN examine présentement les PIP mis à jour afin de déterminer s'ils sont acceptables et il fait un suivi des résultats des inspections réalisées dans le cadre de ces programmes. Aucun problème de conformité n'a été décelé.

Inspections en service de la partie conventionnelle de la centrale

Bruce Power est tenue d'effectuer des inspections afin d'assurer l'intégrité structurale des systèmes et composants sous pression et des structures liées à la sûreté de la partie conventionnelle de la centrale qui sont importants pour la sûreté. Le personnel de la CCSN a fait un suivi des rapports trimestriels sur les enveloppes sous pression et l'exploitation des centrales Bruce-A et Bruce-B et n'a décelé aucun indice de détérioration de composants de la partie conventionnelle de la centrale importants pour la sûreté.

3.1.7 Radioprotection

Le rendement dans le DSR « Radioprotection » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Bruce-A et Bruce-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que l'année dernière et une amélioration par rapport à 2010.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Radioprotection » aux centrales Bruce-A et Bruce-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Application du principe ALARA

Aucun problème de conformité relativement au principe ALARA (au niveau le plus faible qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre, de l'anglais *as low as reasonably achievable*) n'a été rapporté dans le cas de la centrale Bruce-B. Un nombre d'aspects nécessitant des améliorations ont été décelés à la centrale Bruce-A, ceux-ci ayant trait à l'application de façon uniforme des exigences du programme et des procédures ALARA. Le personnel de la CCSN juge que les mesures correctives prises par Bruce Power sont satisfaisantes.

Contrôle des doses des travailleurs

Le personnel de la CCSN juge que Bruce Power a apporté des améliorations au chapitre de la surveillance et du contrôle de la contamination alpha. Dans le cadre du plan de conformité de référence, le personnel de la CCSN continue de vérifier la mise en œuvre efficace de ces améliorations au programme.

On n'a rapporté aucune exposition au rayonnement ayant entraîné des doses aux travailleurs plus élevées que les limites réglementaires ou les seuils d'intervention. Trois événements qui auraient pu entraîner le dépassement d'un seuil d'intervention ont eu lieu à la centrale Bruce-A. Bruce Power a pris des mesures appropriées pour prévenir que de tels événements ne se reproduisent. Les données sur les doses reçues aux centrales Bruce-A et Bruce-B se trouvent à la section 2.7 et à l'annexe D.

Les activités de réfection des tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A ont été réalisées tout en respectant les doses de rayonnement prévues à la limite.

Contrôle de la contamination

Trois événements à la centrale Bruce-B ont entraîné une contamination de surface supérieure au seuil d'intervention. Aucune dose imprévue n'a été reçue en raison de ces événements. À la suite de ces derniers, Bruce Power a élaboré des plans de mesures correctives qui répondaient aux attentes du personnel de la CCSN. Celui-ci continuera à faire un suivi du rendement dans ce domaine.

Dose estimée au public

La dose au public rapportée dans le cas des installations sur le site de Bruce (c'est-à-dire la centrale Bruce-A, la centrale Bruce-B, l'installation centrale d'entretien et de lavage, l'installation de gestion des déchets Western et le réacteur déclassé de la centrale Douglas Point) était 0,0012 mSv, ce qui est bien en deçà de la limite de dose pour le public qui est de 1 mSv.

3.1.8 Santé et sécurité classiques

Le rendement dans le DSR « Santé et sécurité classiques » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Bruce-A et Bruce-B. La cote « entièrement satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que l'année dernière et une amélioration par rapport à 2010.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Santé et sécurité classiques » aux centrales Bruce-A et Bruce-B surpassait les exigences réglementaires pertinentes.

Conformité au code du travail ; tenue des lieux et gestion des dangers

Les conditions aux centrales Bruce-A et Bruce-B étaient conformes aux articles pertinents de la *Loi sur l'hygiène et la sécurité au travail de l'Ontario* et la *Loi sur les relations de travail*.

Gravité et fréquence des accidents

Selon les rapports du titulaire de permis, dans le cas des centrales Bruce-A et Bruce-B prises ensemble :

- le taux de gravité des accidents était de 0,1, une baisse par rapport à 2011, où il était de 4,1; bien qu'on n'ait enregistré que deux blessures entraînant une perte de temps de travail à ces centrales en 2012 (le même nombre qu'en 2011), le taux de gravité des accidents a baissé parce que ces blessures ont entraîné un nombre moindre de jours de travail perdus
- la fréquence des accidents était de 0,8, une augmentation par rapport à 2011, où elle était de 0,04; ceci étant dû principalement à la prise en compte du nombre de blessures nécessitant des soins médicaux

Globalement, à la fin de 2012, approximativement sept millions d'heures de travail sans accident entraînant une perte de temps de travail avaient été effectuées aux centrales de Bruce Power.

3.1.9 Protection de l'environnement

Le rendement dans le DSR « Protection de l'environnement » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Bruce-A et Bruce-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Protection de l'environnement » aux centrales Bruce-A et Bruce-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Contrôle des effluents et des émissions (rejets)

Tout au long de la période de référence, les rejets de substances nucléaires dans les effluents gazeux et liquides sont demeurés inférieurs aux seuils d'intervention en matière d'environnement et aux limites opérationnelles dérivées (LOD). Quelques problèmes mineurs sont survenus, ceux-ci ayant trait à une fuite du carburant d'une génératrice de secours et à un rejet de condensat contenant de l'hydrazine, celui-ci provenant de la vapeur du système de chauffage d'un bâtiment. Bruce Power a pris des mesures appropriées pour régler ces problèmes. Le personnel de la CCSN examine présentement une mise à jour des LOD de Bruce Power.

Surveillance environnementale

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de type II de la surveillance des effluents à la centrale Bruce-B et il a conclu que le programme de surveillance de ces effluents répondait aux exigences réglementaires.

3.1.10 Gestion des urgences et protection-incendie

Le rendement dans le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Bruce-A et Bruce-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que Bruce Power maintient aux centrales Bruce-A et Bruce-B un programme de gestion des urgences et de protection-incendie efficace, exhaustif et bien documenté qui répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Bruce Power se conforme aux attentes réglementaires de la CCSN, y compris celles dans le document d'application de la réglementation RD-353, *Mise à l'épreuve des mesures d'urgence* [26].

Préparation et intervention en cas d'urgence nucléaire

Aucun problème de conformité en matière de préparation aux situations d'urgence n'a été décelé. L'effectif minimal par quart était adéquat pour accomplir toutes les tâches de l'organisme des mesures d'urgence (OMU) et pour intervenir de façon adéquate en cas d'urgence.

Bruce Power a mis en place un poste de commandement central connu sous le nom de centre de gestion des urgences (CGU). Il est prévu que le CGU remplacera le centre de gestion du site et le centre de soutien de l'entreprise en cas d'urgence qui sont présentement en place, et qu'il servira de soutien à l'OMU en cas d'urgences radiologiques et tout autre événement nécessitant l'intervention de l'OMU. La fonctionnalité du CGU a été testée lors de l'exercice « Huron Challenge – Trillium Resolve » tenu en octobre. Le personnel de la CCSN a conclu que la démonstration de la validité du concept effectuée par Bruce Power, en exploitant le CGU et appliquant les nouvelles procédures, a été réalisée avec succès.

Se fondant sur les résultats de l'exercice « Huron Challenge – Trillium Resolve », Bruce Power élaborera des spécifications techniques pour les postes de commandement de relève ainsi que des exigences pour les personnes y travaillant. Bruce Power fournira à la CCSN une mise à jour du plan d'amélioration des installations.

Préparation et intervention en cas d'incendie

Bruce Power a poursuivi ses activités visant à améliorer des questions de conformité en matière de protection-incendie. On a observé à la centrale Bruce-A plusieurs non-conformités mineures à la norme de la CSA N293-07, *Protection contre l'incendie dans les centrales nucléaires CANDU* [10]. Bruce Power a pris des mesures correctives appropriées.

Un incendie devant être signalé est survenu à la centrale Bruce-A, dans la partie non nucléaire. Un feu de faible importance a été occasionné par une défectuosité électrique lorsqu'un transformateur a été mis sous tension. Les avertisseurs d'incendie ont été actionnés conformément au programme de préparation aux situations d'urgence de type incendie. Le personnel d'intervention de Bruce Power a pris des mesures immédiates, conformément à la formation qu'il a reçue. Le personnel de la CCSN est satisfait de l'intervention de la part de Bruce Power lors de cet événement.

3.1.11 Gestion des déchets

Le rendement dans le DSR « Gestion des déchets » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Bruce-A et Bruce-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Gestion des déchets » aux centrales Bruce-A et Bruce-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Plans de déclasserement

OPG maintient un plan de déclasserement et une garantie financière globale connexe pour toutes ses installations en Ontario, ce qui inclut les installations au site de Bruce Power (OPG est propriétaire des installations, qui sont exploitées par Bruce Power en vertu d'une convention de bail). Le plan de déclasserement des centrales Bruce-A et Bruce-B est révisé selon un cycle de cinq ans, et une mise à jour a été soumise à la CCSN en 2012. Le personnel de la CCSN a examiné ce plan et déterminé qu'il était conforme aux exigences et attentes de la norme de la CSA N294, *Déclasserement des installations contenant des substances nucléaires* [19] et du document d'application de la réglementation G-219, *Les plans de déclasserement des activités autorisées* [18]. Le plan demeure valide et à jour.

Le plan de déclasserement pour les centrales Bruce-A et Bruce-B, de même que la garantie financière globale et l'estimation des coûts connexes, ont été jugés acceptables lors de la réunion de la Commission tenue en octobre 2012 et ils seront examinés à nouveau en 2017.

3.1.12 Sécurité

Le rendement dans le DSR « Sécurité » surpassait les objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Bruce-A et Bruce-B. La cote « entièrement satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Sécurité » aux centrales Bruce-A et Bruce-B continue de surpasser les exigences réglementaires pertinentes.

Sécurité des installations et de l'équipement

Bruce Power a démontré que l'entretien des installations et de l'équipement était effectué de manière efficace et elle a respecté les exigences réglementaires. Cependant, on a connu des délais dans la mise en œuvre d'améliorations pour ce domaine particulier. Des problèmes de conformité liés au vieillissement de certains équipements de sécurité nécessiteront des investissements à court terme. Le programme d'entretien, qui comprend de faire attention aux systèmes et appareils de sécurité de façon détaillée tout au long de leur cycle de vie, demeure en place pour gérer l'équipement de manière efficace.

Les investissements visant à installer des appareils de détection et de délai à l'extérieur des centrales Bruce-A et Bruce-B sont visibles et l'efficacité de ces appareils a été démontrée par un test de rendement mené par le personnel de la CCSN.

Formation, exercices et manœuvres

Bruce Power a tenu en juin un exercice action-réaction afin de démontrer qu'elle était capable d'intervenir de manière efficace en réponse aux menaces crédibles. Les systèmes de protection physique ont été testés et évalués de manière réaliste. L'organisation chargée d'assurer la sécurité est appuyée par une équipe de formation hautement efficace qui s'assure que les qualifications sont maintenues et que les compétences sont renforcées et testées.

L'équipe chargée de la sécurité a participé activement à l'exercice « Huron Challenge – Trillium Resolve » au cours duquel elle a démontré sa capacité de communiquer de manière efficace et contribué à la mise en œuvre du plan d'urgence global du site. Bruce Power a soutenu de façon remarquable le programme de tests du rendement en fournissant du personnel à l'Unité canadienne d'adversaires tactiques et du personnel de soutien essentiel pour le programme.



Quelques membres de l'équipe des services d'urgence de Bruce Power.

3.1.13 Garanties et non-prolifération

Le rendement dans le DSR « Garanties et non-prolifération » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Bruce-A et Bruce-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Garanties et non-prolifération » aux centrales Bruce-A et Bruce-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Bruce Power continue de mettre en œuvre et de tenir à jour des programmes au site des centrales Bruce-A et Bruce-B pour assurer l'efficacité des mesures relatives aux garanties et aux obligations du Canada en matière de non-prolifération nucléaire.

L'AIEA a effectué à la centrale Bruce-B une vérification du stock afin de s'assurer qu'aucun détournement de matières nucléaires n'avait eu lieu et de confirmer la validité des déclarations faites par les autorités du pays et l'exploitant de la centrale. L'AIEA n'a pas arrêté son choix sur la centrale Bruce-A pour effectuer une vérification du stock en 2012. Faute d'une telle vérification, la CCSN a effectué une évaluation du programme d'inventaire afin de fournir à l'AIEA l'assurance que le niveau de préparation de l'installation aurait été adéquat si elle avait été choisie pour une vérification du stock. Bruce Power a soumis en temps opportun l'information d'exploitation et de conception requise.

3.1.14 Emballage et transport

Le rendement dans le DSR « Emballage et transport » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Bruce-A et Bruce-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Emballage et transport » aux centrales Bruce-A et Bruce-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection du transport de matériel radioactif de la catégorie 7 pour déterminer si Bruce Power se conforme aux exigences réglementaires stipulées dans le *Règlement sur l'emballage et le transport de substances nucléaires* et le *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses* [23]. Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de problème de conformité en matière d'emballage et de transport.

3.2 Darlington

La centrale Darlington est située sur la rive nord du lac Ontario, dans le canton de Darlington, la municipalité de Clarington et la municipalité régionale de Durham. Elle est à 5 km de la ville de Bowmanville et approximativement 10 km au sud-est de la ville d'Oshawa. Ontario Power Generation Inc. (OPG), une compagnie canadienne ayant son siège social à Toronto, est propriétaire de l'installation.



La construction de l'installation a commencé en 1981 et la première criticité d'un réacteur a eu lieu en 1989. L'installation nucléaire comprend quatre réacteurs CANDU, chacun ayant une capacité de 935 MW(e) (mégawatts d'électricité), et une installation d'extraction du tritium.

Le tableau 6 montre les cotes de rendement en matière de sûreté attribuées dans le cas de la centrale Darlington. À la lumière des observations et évaluations du rendement dans les DSR, le personnel de la CCSN a conclu que la centrale Darlington a été exploitée de manière sûre. Suivant la structure actuelle des DSR, la cote intégrée de rendement était « entièrement satisfaisant », la même que celle des deux dernières années.

Tableau 6 : Cotes de rendement de la centrale Darlington

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement	Moyenne des centrales
Système de gestion	SA	SA
Gestion du rendement humain	SA	SA
Conduite de l'exploitation	ES	SA
Analyse de la sûreté	SA	SA
Conception matérielle	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	ES	SA
Radioprotection	ES	SA
Santé et sécurité classiques	ES	ES
Protection de l'environnement	SA	SA
Gestion des urgences et protection-incendie	SA	SA
Gestion des déchets	SA	SA
Sécurité	SA	SA
Garanties et non-prolifération	SA	SA
Emballage et transport	SA	SA
Cote intégrée de la centrale	ES	SA

N.-B. :

- aucune information n'est présentée dans cette sous-section du rapport concernant les domaines particuliers des DSR pour lesquels les activités de conformité effectuées par le personnel de la CCSN n'ont révélé aucun fait d'importance
- l'information présentée ci-après est particulière à la centrale; les tendances générales n'y sont pas abordées (les observations portant sur l'ensemble des centrales sont fournies à la section 2)

3.2.1 Système de gestion

Le rendement dans le DSR « Système de gestion » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Darlington. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Système de gestion » à la centrale Darlington répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Système de gestion

Les permis d'exploitation d'OPG exigent de se conformer à la norme de la CSA N286-05 *Exigences relatives au système de gestion des centrales nucléaires* [2]. Le personnel de la CCSN a vérifié que l'exploitation de la centrale Darlington se conformait à cette norme en mettant un accent sur la mise en œuvre. Le personnel de la CCSN a examiné les révisions apportées aux documents du système de gestion en 2012. Toutes les lacunes de conformité décelées seront comblées lors de la prochaine révision des documents, ceux-ci étant révisés selon un cycle de trois ans.

Organisation

OPG a informé le personnel de la CCSN qu'elle allait mettre en place une organisation à direction centralisée, ce qui permettra de regrouper les liens hiérarchiques et les pratiques d'exploitation actuels aux centrales Darlington, Pickering-A et Pickering-B. Selon les présentations qu'OPG a faites au personnel de la CCSN, ce changement organisationnel est conforme à son processus de gestion des changements.

Les vérifications effectuées par le personnel de la CCSN montrent que le processus d'OPG pour effectuer la gestion des changements organisationnels était satisfaisant. Le personnel de la CCSN continuera de faire un suivi de la mise en œuvre de ce processus.

Rendement en matière de gestion

Le personnel de la CCSN a effectué deux inspections de type II du domaine particulier « Rendement en matière de gestion ». Il a trouvé que le titulaire de permis se conformait aux exigences, les lacunes décelées n'étant que mineures, comme le manque de cohérence dans le contrôle et le rangement des documents et des registres ainsi que dans la conformité aux procédures.

Culture de sûreté

Des discussions ont lieu régulièrement entre le personnel d'OPG et de la CCSN afin d'améliorer la capacité du titulaire de permis à favoriser une saine culture de sûreté. OPG effectue régulièrement des autoévaluations de la culture de sûreté à la centrale Darlington. Le personnel de la CCSN examine présentement les résultats des autoévaluations réalisées à cette centrale en 2012 et continue de faire un suivi des améliorations apportées de façon régulière dans ce domaine particulier.

3.2.2 Gestion du rendement humain

Le rendement dans le DSR « Gestion du rendement humain » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Darlington. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Gestion du rendement humain » à la centrale Darlington répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Accréditation du personnel

Un nombre suffisant de personnes était disponible à la centrale Darlington pour combler chacun des postes nécessitant une accréditation. Le personnel de la CCSN est confiant qu'en 2012, le personnel accrédité de la centrale Darlington était apte à exercer ses fonctions de manière sûre et adéquate. Le titulaire de permis a continué de respecter les exigences en matière d'accréditation du personnel.

Examens d'accréditation initiale et tests de requalification

Les programmes dans ce domaine particulier répondaient aux exigences relatives à l'accréditation initiale des travailleurs et au renouvellement des accréditations. Les processus et les procédures ont été jugés adéquats. À la centrale Darlington, le taux de réussite global aux examens à des fins d'accréditation initiale était de 100 %, alors qu'il était de 95 % dans le cas des tests de requalification. Le titulaire de permis a continué de respecter les exigences de la CCSN en ce qui a trait aux examens d'accréditation initiale et aux tests de requalification.



Un inspecteur de la CCSN vérifie un panneau de commande.

3.2.3 Conduite de l'exploitation

Le rendement dans le DSR « Conduite de l'exploitation » surpassait les objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Darlington. La cote « entièrement satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

Le personnel de la CCSN a jugé qu'OPG a exploité la centrale Darlington de manière sûre et conformément au fondement d'autorisation et que le rendement dans ce DSR surpassait les exigences réglementaires.

Réalisation des activités autorisées

La centrale Darlington a été exploitée conformément à la LCE tout au long de l'année 2012 et la puissance des quatre réacteurs a été maintenue à l'intérieur des limites stipulées dans le permis d'exploitation de la centrale.

Avec quatre réacteurs en service, la centrale Darlington a eu quatre arrêts imprévus, un déclenchement de réacteur imprévu et deux BCP, mais aucun RRP.

Le personnel de la CCSN a effectué plusieurs inspections, y compris en chantier et en salle de commande. Aucun problème important de conformité au chapitre de l'exploitation n'a été décelé. On a continué à maintenir un très bon niveau de conformité à la centrale Darlington.

Rendement de la gestion des arrêts

Trois arrêts prévus ont eu lieu à la centrale Darlington. Ils ont tous été réalisés de manière sûre et sécuritaire.

Installation d'extraction du tritium

La centrale Darlington est la seule centrale nucléaire au Canada ayant en exploitation une installation d'extraction de tritium. Le tritium s'accumule graduellement au cours de l'exploitation régulière des réacteurs CANDU. Son extraction minimise la quantité de tritium rejeté dans l'environnement et réduit le risque d'exposition des travailleurs au rayonnement. Le tritium est extrait de l'eau lourde utilisée dans les réacteurs et entreposé de manière sûre dans des contenants en acier inoxydable à l'intérieur d'une voûte en béton. Aucune limite environnementale n'a été dépassée à la suite de l'exploitation de l'installation d'extraction du tritium.

3.2.4 Analyse de la sûreté

Le rendement dans le DSR « Analyse de la sûreté » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Darlington. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Analyse de la sûreté » à la centrale Darlington répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Analyse déterministe de la sûreté

Comme prévu, OPG a soumis un rapport sur les écarts de conformité à la centrale Darlington par rapport au document d'application de la réglementation RD-310, *Analyses de la sûreté pour les centrales nucléaires* [5] ainsi que son plan de mise en œuvre et son échéance pour la mise à jour du rapport de sûreté. Le personnel de la CCSN examine présentement le rapport sur les écarts.

Étude probabiliste de sûreté

OPG avait déjà soumis des guides sur la méthode à suivre pour effectuer une EPS, guide requis pour se conformer au document d'application de la réglementation S-294, *Études probabilistes de sûreté (EPS) pour les centrales nucléaires* [6]. Le personnel de la CCSN a accepté ces guides et examine présentement les rapports d'EPS requis.

Analyse des accidents graves

OPG a continué de faire des progrès pour achever les travaux liés aux mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF) et a soumis des renseignements dans le but de fermer les dossiers relatifs aux MPF.

Évaluation des risques environnementaux

Le programme portant sur l'évaluation des risques environnementaux à la centrale Darlington comprend l'atténuation des risques suivants :

- **Poisson** : OPG maintenait à la centrale Darlington un programme de protection des poissons efficace et conforme aux exigences de la CCSN. OPG a continué de faire la collecte d'information provenant de la surveillance de référence effectuée et des rapports préparés dans le cadre de l'analyse environnementale en préparation à la réfection et la prolongation de la durée de vie de la centrale Darlington.
- **Inondation** : À la suite de l'accident de Fukushima Daiichi, OPG a réalisé une évaluation du risque d'inondation au site et effectué des modifications pour améliorer, en cas d'inondation grave (hors dimensionnement), la résistance de l'équipement utilisé pour approvisionner en carburant les génératrices de secours.
- **Eau souterraine** : Le programme de surveillance de l'eau souterraine en place à la centrale Darlington n'a décelé aucune incidence adverse sur le système d'écoulement de cette eau.

3.2.5 Conception matérielle

Le rendement dans le DSR « Conception matérielle » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Darlington. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Conception matérielle » à la centrale Darlington répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Conception des composants

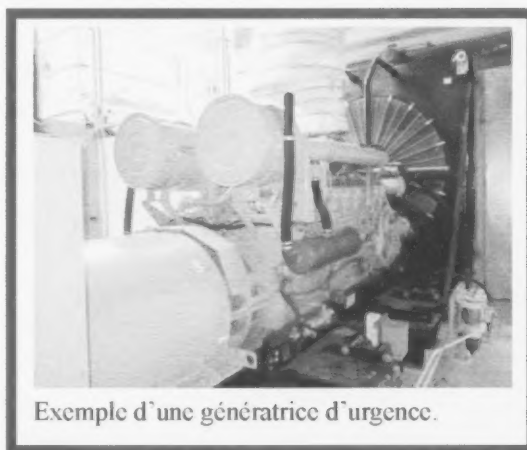
OPG a confirmé qu'à la centrale Darlington, les SSC importants pour la sûreté continuaient de se conformer au fondement de leur conception dans tous les états d'exploitation.

Qualification de l'équipement

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de type II de la qualification environnementale (QE) à la centrale Darlington. Tous les problèmes de conformité soulevés au cours de l'inspection ont été pris en compte et réglés.

Conception et classification de système

OPG prévoit effectuer en 2013 à la centrale Darlington le remplacement de l'ordinateur à commande numérique PDP11/70, dont la technologie est dépassée, par un émulateur de cet ordinateur. Le personnel de la CCSN est satisfait du travail accompli jusqu'à maintenant à ce chapitre et continuera de faire un suivi des progrès.



Exemple d'une génératrice d'urgence.

Une inspection de type II du système d'alimentation électrique a été effectuée à la centrale Darlington en 2011. Le personnel de la CCSN a décelé un nombre de problèmes de conformité. Tous les problèmes soulevés au cours de l'inspection ont été pris en compte et réglés.

Au chapitre de la conception en matière de protection-incendie, OPG a poursuivi ses activités visant à améliorer la protection-incendie à la centrale Darlington en effectuant des mises à niveau procédurales et matérielles, selon les recommandations du personnel de la CCSN dans le cadre de la vérification de la conformité au code des installations, au regard de la norme de la CSA N293.07, *Protection contre l'incendie dans les centrales nucléaires CANDU* [10]. Les lacunes que ces recommandations visent à combler ne constituent pas un risque important. Les modifications proposées vont augmenter la marge de sûreté des installations en ce qui a trait à la protection-incendie. Le programme de protection-incendie à la centrale Darlington continuait de répondre aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN. L'évaluation des risques d'incendie et l'analyse des arrêts sûrs en cas d'incendie révisées continuent d'être évaluées par le personnel de la CCSN.

3.2.6 Aptitude fonctionnelle

Le rendement dans le DSR « Aptitude fonctionnelle » surpassait les objectifs de rendement et les exigences pertinents de la CCSN à la centrale Darlington. La cote « entièrement satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Aptitude fonctionnelle » à la centrale Darlington surpassait les exigences réglementaires pertinentes.

Aptitude de l'équipement au service et performance de l'équipement

À la lumière des inspections et vérifications de la conformité effectuées au site, le personnel de la CCSN est satisfait de la performance globale de l'équipement à la centrale Darlington.

Entretien

Le rendement du programme d'entretien à la centrale Darlington est demeuré constant et hautement efficace. Au cours des cinq dernières années, le coefficient d'exécution de l'entretien préventif (CEEP) était le plus élevé des CEEP aux centrales nucléaires au Canada, atteignant 91 % en 2012, soit supérieur à l'objectif de 90 % que visent les pratiques exemplaires du secteur nucléaire. Le nombre de travaux d'entretien correctif en attente se situait dans la plage de la moyenne de ce nombre aux centrales nucléaires et il est à la baisse. Le nombre excessif de travaux d'entretien en attente est demeuré dans le quartile supérieur de ce nombre dans l'ensemble des centrales nucléaires. L'évaluation par le personnel de la CCSN des événements devant être signalés et des inspections de l'entretien effectuées en 2012 a démontré que les activités d'entretien à la centrale Darlington sont conformes à toutes les normes pertinentes et que, parmi les centrales nucléaires au Canada, le rendement à ce chapitre était le meilleur.

Fiabilité des systèmes importants pour la sûreté

Le programme de fiabilité à la centrale Darlington continuait de répondre aux exigences réglementaires dans le document d'application de la réglementation S-98, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires* [13].

Le nombre d'indisponibilités de chacun des systèmes spéciaux de sûreté a été moindre que les limites établies, sauf dans le cas du SAU2. Bien que les indisponibilités de ce système se soient produites en cours d'exploitation normale, elles n'étaient pas importantes sur le plan de la sûreté. Le titulaire de permis a pris des mesures appropriées pour éliminer les indisponibilités et des mesures correctives pour prévenir qu'elles ne se reproduisent.

Intégrité structurale; inspections et essais périodiques

Le personnel de la CCSN a confirmé qu'OPG avait des programmes d'inspection périodique (PIP) appropriés en place à la centrale Darlington pour fournir de façon continue l'assurance de l'intégrité structurale des composants majeurs des enveloppes sous pression, comme les tubes de force, les tuyaux d'alimentation, les générateurs de vapeur, ainsi que les structures de l'enceinte de confinement en béton et les composants de l'enceinte de confinement. OPG a réalisé des inspections conformément aux PIP en vigueur à la centrale et aux normes pertinentes de la CSA, comme l'exige le permis d'exploitation. Le personnel de la CCSN est satisfait des résultats des inspections.

OPG a défini des lignes directrices en matière d'aptitude fonctionnelle et celles-ci ont été examinées et acceptées par le personnel de la CCSN. Ces lignes directrices servent à évaluer les résultats d'inspection qui ne respectent pas les critères d'acceptation stipulés dans les normes pertinentes de la CSA. Le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des PIP à la centrale Darlington répondait aux exigences réglementaires et confirmé qu'aucun problème important de conformité sur le plan de la sûreté n'a été décelé relativement à la détérioration des composants majeurs des enveloppes sous pression.

L'exemption, accordée à OPG en 2010, d'effectuer des inspections volumétriques des soudures des tuyaux d'alimentation réalisées avec des métaux différents a été acceptée, à condition que le personnel de la CCSN juge satisfaisante l'évaluation de l'incident de fuite avant rupture dans le cas de ces soudures. OPG a fourni l'évaluation préliminaire et s'est engagée à effectuer d'autres études en laboratoire et évaluations analytiques afin d'améliorer les méthodes et valider les résultats. Un dossier a été ouvert pour faire le suivi des activités jusqu'à ce que les mesures soient prises. Le personnel de la CCSN poursuivra ses activités de surveillance réglementaire à ce chapitre.

Gestion du vieillissement et du cycle de vie

OPG a mis en œuvre un programme intégré de gestion du vieillissement afin de s'assurer que l'état des SSC importants pour la sûreté est bien compris et que les activités requises pour s'assurer qu'il demeure satisfaisant au fur et à mesure que la centrale vieillit sont en place. OPG a effectué un examen de ce programme afin de s'assurer qu'il est conforme au document d'application de la réglementation RD-334, *Gestion du vieillissement des centrales nucléaires* [17]. Elle a de plus effectué des évaluations de l'état des SSC et des examens des programmes de gestion du vieillissement dans le cadre de l'examen intégré de sûreté (EIS) effectué en préparation au projet de prolongation de la durée de vie de la centrale Darlington. Le personnel de la CCSN analyse présentement les résultats de ces évaluations et examens.

Dans le cas de la centrale Darlington, le personnel de la CCSN a examiné les mises à jour des programmes de gestion du cycle de vie (PGCV) des tubes de force, des tuyaux d'alimentation et des générateurs de vapeur ainsi que le programme de gestion du vieillissement des structures de l'enceinte de confinement en béton. Les PGCV ont été mis à jour de façon régulière afin de mettre en place des plans de gestion à long terme des SSC qui se détériorent en vieillissant. Les PGCV et le programme de gestion du vieillissement répondaient à toutes les exigences stipulées

dans le document RD-334 [17]. Le personnel de la CCSN examine présentement les mises à jour des PGCV portant sur les composants et structures des réacteurs.

Inspections en service de la partie conventionnelle de la centrale

OPG a effectué des inspections à la centrale Darlington afin d'assurer l'intégrité structurale des systèmes et composants sous pression et des structures liées à la sûreté de la partie conventionnelle de la centrale qui sont importants pour la sûreté. Le personnel de la CCSN a fait un suivi des rapports trimestriels soumis par le titulaire de permis et n'a décelé aucun indice de détérioration de composants de la partie conventionnelle de la centrale importante pour la sûreté.

3.2.7 Radioprotection

Le rendement dans le DSR « Radioprotection » à la centrale Darlington surpassait les objectifs de rendement et exigences de la CCSN. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Radioprotection » à la centrale Darlington surpassait les exigences réglementaires pertinentes.

Application du principe ALARA

Un programme ALARA est en place à la centrale Darlington. Celui-ci intègre le principe ALARA à la planification, à l'établissement de calendrier et au contrôle des travaux et il surpasse les exigences réglementaires.

Contrôle des doses des travailleurs

On n'a rapporté aucune exposition au rayonnement ayant entraîné des doses aux travailleurs plus élevées que les limites réglementaires ou les seuils d'intervention. Les données sur les doses reçues à la centrale Darlington se trouvent à la section 2.7 et à l'annexe D.

Plusieurs observations sont ressorties des inspections portant sur le contrôle des doses aux travailleurs, la majorité d'entre elles étant positives (c'est-à-dire qu'elles constituaient des preuves que le programme est efficace). Cependant, quatre des observations avaient trait à des dérogations aux règlements; plus particulièrement, deux d'entre elles étaient de ne pas avoir calibré des moniteurs de rayonnement gamma, fixes et portables, selon la fréquence prescrite et les deux autres étaient d'avoir affiché des panneaux frivoles de mise en garde contre le rayonnement. Ces dérogations n'avaient pas d'incidence sur la santé et la sécurité des travailleurs, et n'étaient pas un indice d'une baisse de l'efficacité du programme global de radioprotection. OPG a soumis un plan de mesures correctives qui répondait aux attentes du personnel de la CCSN. Celui-ci fera un suivi de la mise en œuvre de ce plan.

La mise en œuvre des mesures visant à apporter des améliorations à la surveillance et au contrôle de la contamination alpha a été effectuée à la centrale Darlington. Le personnel de la CCSN est satisfait de cette mise en œuvre.

Dosimétrie individuelle

OPG a continué de se conformer aux exigences relatives à la mesure et la tenue d'un registre des doses reçues à la centrale Darlington.

Contrôle de la contamination

On n'a rapporté aucune contamination de surface à la centrale Darlington plus élevée que les seuils d'intervention. Cependant, par comparaison à 2011, le personnel de la CCSN a repéré un nombre plus grand d'aspects nécessitant des améliorations en ce qui concerne le contrôle de la contamination. Bien que ceci suggère que le rendement d'OPG avait légèrement diminué, on a jugé que ces aspects n'avaient qu'une incidence faible ou négligeable sur les mesures de sûreté et de contrôle et qu'ils n'ont pas entraîné une baisse de l'efficacité globale du programme de radioprotection. OPG a soumis un plan de mesures correctives qui répondait aux attentes du personnel de la CCSN. Celui-ci fera un suivi de la mise en œuvre de ce plan.

Dose estimée au public

La dose au public rapportée dans le cas de la centrale Darlington était de 0,0006 mSv, ce qui est bien en deçà de la limite de dose pour le public, qui est 1 mSv.

3.2.8 Santé et sécurité classiques

Le rendement dans le DSR « Santé et sécurité classiques » surpassait les objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Darlington. La cote « entièrement satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Santé et sécurité classiques » à la centrale Darlington surpassait les exigences réglementaires pertinentes.

Conformité au code du travail

Les conditions à la centrale Darlington étaient conformes aux articles pertinents de la *Loi sur l'hygiène et la sécurité au travail de l'Ontario* et la *Loi sur les relations de travail*.

Tenue des lieux et gestion des dangers

Les pratiques et conditions de travail à la centrale Darlington procuraient un haut niveau de sécurité au personnel.

Le personnel de la CCSN a décelé un nombre de problèmes mineurs relativement à l'entreposage des échelles et du matériel d'échafaudage et à des fuites non radioactives à l'intérieur de la centrale. Le personnel de la CCSN fera un suivi des solutions qu'OPG utilisera pour régler ces problèmes.

Gravité et fréquence des accidents

Selon les rapports du titulaire de permis, à la centrale Darlington, le taux de gravité des accidents a augmenté de 0 qu'il était en 2011 à 4,4 en 2012 et la fréquence des accidents a également augmenté, passant de 0,2 qu'elle était en 2011 à 0,4 en 2012. L'augmentation due au taux de gravité des accidents a été attribuée à un accident entraînant une perte de temps de travail lorsqu'un travailleur a été victime d'une chute après avoir trébuché.

3.2.9 Protection de l'environnement

Le rendement dans le DSR « Protection de l'environnement » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Darlington. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Protection de l'environnement » à la centrale Darlington répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Contrôle des effluents et des émissions (rejets)

Tout au long de la période de référence, les rejets de substances nucléaires dans les effluents gazeux et liquides sont demeurés inférieurs aux seuils d'intervention en matière d'environnement et aux limites opérationnelles dérivées (LOD).

Surveillance environnementale

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de type II de la gestion des déchets dangereux. Cette inspection a révélé cinq points positifs (c'est-à-dire qu'ils constituaient des preuves que le programme est efficace) et certains aspects nécessitant des améliorations. OPG a pris des mesures pour améliorer ces aspects et le personnel de la CCSN est satisfait des mesures prises.

3.2.10 Gestion des urgences et protection-incendie

Le rendement dans le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Darlington. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » à la centrale Darlington répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Préparation et intervention en cas d'urgence nucléaire

Des mesures d'atténuation suffisantes ont été prises à la centrale Darlington en ce qui concerne la préparation aux situations d'urgence et à la capacité d'intervention pour minimiser les effets d'un rejet accidentel de substances nucléaires ou de substances dangereuses. Tenant compte du bon rendement antérieur des organismes d'intervention en cas d'urgence de la centrale Darlington, la direction de la CCSN a décidé de ne pas effectuer d'inspections de type I et de type II de ce domaine particulier à cette centrale en 2012. La CCSN a continué de faire un suivi du rendement du titulaire de permis par l'entremise des rapports soumis conformément au document d'application de la réglementation S-99 [1], des rapports d'exploitation trimestriels et de la surveillance effectuée par les inspecteurs en poste au site.

OPG a tenu des exercices d'urgence dans le cadre de son initiative visant à réduire l'effectif minimal par quart, conjointement avec l'adoption de l'entretien de jour. Ces exercices étaient en plus de celles prévues dans le programme annuel d'exercices. Ils ont permis d'offrir une formation additionnelle au personnel de préparation aux situations d'urgence et d'intervention en

cas d'urgence à la centrale Darlington et ont fourni au personnel de la CCSN une autre opportunité d'observer le rendement dans ce domaine à cette centrale. Le personnel de la CCSN a évalué ces exercices et n'a pas décelé de problème important de conformité sur le plan de la sûreté.

Préparation et intervention en cas d'incendie

OPG a mis en place à la centrale Darlington une capacité exhaustive d'intervention en cas d'incendie, celle-ci s'appuyant sur des procédures, une formation et un maintien des compétences efficaces.

3.2.11 Gestion des déchets

Le rendement dans le DSR « Gestion des déchets » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Darlington. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Gestion des déchets » à la centrale Darlington répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Minimisation, ségrégation et caractérisation des déchets

Un programme de gestion des déchets nucléaire pleinement développé est en place à la centrale Darlington pour minimiser, contrôler et évacuer les déchets radioactifs de façon appropriée. Les déchets nucléaires sont contrôlés et surveillés et un registre des rejets est maintenu.

Stockage et traitement des déchets

OPG a élaboré, mis en œuvre et vérifié de façon appropriée des installations et un programme de gestion des déchets à la centrale Darlington afin de contrôler et de minimiser le volume des déchets nucléaires. Elle a de plus ajouté la gestion des déchets à sa liste des éléments-clés de la culture de l'organisation et de la culture de sûreté à la centrale Darlington.

Plans de déclasserment

OPG maintient un plan de déclasserment et une garantie financière globale connexe pour toutes ses installations en Ontario. Le plan de déclasserment de même que la garantie financière globale et l'estimation des coûts connexe ont été examinés et jugés acceptables par la Commission en 2012 et ils seront examinés à nouveau en 2017.

3.2.12 Sûreté

Le rendement dans le DSR « Sûreté » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Darlington. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Sûreté » à la centrale Darlington répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

OPG a apporté des améliorations à son programme de sécurité et la cote « entièrement satisfaisant » a été attribuée à certains éléments de son programme de formation. Notamment, pour élaborer ses programmes de sécurité, OPG échange des pratiques avec d'autres entreprises responsables de sites nucléaires à haute sécurité.

Formation, exercices et manœuvres

OPG a soutenu de façon remarquable le programme de tests du rendement en fournissant du personnel à l'Unité canadienne d'adversaires tactiques et du personnel de soutien essentiel pour le programme.

Force d'intervention nucléaire

Le succès de la transition à une force d'intervention interne sur le site effectuée par OPG est évident à la lumière des résultats de la compétition organisée par le Comité consultatif de l'Ontario sur les armes et tactiques spéciales, au cours de laquelle OPG s'est classée première face à des unités tactiques de corps policiers de partout en Ontario et au Québec et à des forces d'intervention en matière de sécurité nucléaire venant d'autres centrales nucléaires au Canada.

OPG a également remporté la médaille d'or lors de l'événement « Superstar » tenu dans le cadre des jeux organisés par le service de police de la ville de Toronto, où elle était en compétition avec dix autres corps policiers et des équipes militaires. OPG a gagné cet événement deux fois au cours des trois dernières années.

Dans le contexte global des objectifs de rendement dans ce DSR, le personnel de la CCSN a déterminé que la force d'intervention d'OPG est suffisamment efficace.

3.2.13 Garanties et non-prolifération

Le rendement dans le DSR « Garanties et non-prolifération » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Darlington. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Garanties et non-prolifération » à la centrale Darlington répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

OPG a continué de mettre en œuvre et de maintenir à jour à la centrale Darlington des programmes pour assurer l'efficacité des mesures en matière de garanties et le respect des obligations du Canada en matière de non-prolifération nucléaire.

L'AIEA n'a pas arrêté son choix sur la centrale Darlington pour effectuer une vérification du stock en 2012. Faute d'une telle vérification, la CCSN a effectué une évaluation du programme d'inventaire afin de fournir à l'AIEA l'assurance que le niveau de préparation de l'installation aurait été adéquat si elle avait été choisie pour une vérification du stock. OPG a soumis en temps opportun l'information d'exploitation et de conception requise.

3.2.14 Emballage et transport

Le rendement dans le DSR « Emballage et transport » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Darlington. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Emballage et transport » à la centrale Darlington répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection du transport de matériel radioactif de la catégorie 7 et jugé qu'OPG se conforme aux exigences réglementaires à la centrale Darlington. OPG a rapporté un incident de transport mineur, celui-ci n'ayant aucune incidence sur la sûreté. Le titulaire de permis a pris les mesures nécessaires pour s'assurer que cet incident ne se reproduira pas. Le personnel de la CCSN n'a pas décelé d'autres problèmes de conformité en matière d'emballage et de transport.

3.3 Pickering-A et Pickering-B

Les centrales Pickering-A et Pickering-B sont situées sur la rive nord du lac Ontario, dans la municipalité de Pickering, celle-ci faisant partie de la municipalité régionale de Durham, en Ontario. Elles sont à 32 kilomètres au nord-est de Toronto et 21 kilomètres au sud-ouest de la ville d'Oshawa, Ontario.

Power Generation Inc. (OPG), une compagnie canadienne ayant son siège social à Toronto, est propriétaire de cette installation.

L'installation nucléaire comprend huit réacteurs CANDU. Les tranches 2 et 3 ne sont pas en exploitation. Le combustible a été retiré de ces deux tranches en 2008 et elles seront maintenues dans un état de conservation sûr jusqu'à ce que les centrales à Pickering soient déclassées.



Chaque réacteur a une capacité brute de production d'électricité de 542 MW(e) (mégawatts d'électricité) à la centrale Pickering-A (tranches 1 et 4) et de 540 MW(e) à la centrale Pickering-B (tranches 5 à 8).

La construction de l'installation a commencé en 1966 et la première criticité d'un réacteur a eu lieu en 1971. L'entrée en service des tranches 1 à 4 s'est échelonnée de 1971 à 1973 tandis que celle des tranches 5 à 8 a débuté en 1983 pour se terminer en 1986.

Ce rapport regroupe les centrales Pickering-A et Pickering-B parce que l'exploitant, OPG, y applique des programmes communs. Cependant, le rendement des centrales Pickering-A et Pickering-B est évalué séparément.

Le tableau 7 montre les cotes de rendement en matière de sûreté attribuées dans le cas des centrales Pickering-A et Pickering-B. À la lumière des observations et des évaluations du rendement dans les DSR, le personnel de la CCSN a conclu que les centrales Pickering-A et Pickering-B ont été exploitées de manière sûre. Suivant la structure actuelle des DSR, la cote intégrée de rendement était « satisfaisant » dans les deux cas, la même que celle des deux dernières années.

Tableau 7 : Cotes de rendement des centrales Pickering-A et Pickering-B

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement		Moyenne des centrales
	Pickering-A	Pickering-B	
Système de gestion	SA	SA	SA
Gestion du rendement humain	SA	SA	SA
Conduite de l'exploitation	SA	SA	SA
Analyse de la sûreté	SA	SA	SA
Conception matérielle	SA	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	SA	SA	SA
Radioprotection	SA	SA	SA
Santé et sécurité classiques	SA	SA	ES
Protection de l'environnement	SA	SA	SA
Gestion des urgences et protection-incendie	SA	SA	SA
Gestion des déchets	SA	SA	SA
Sécurité	SA	SA	SA
Garanties et non-prolifération	SA	SA	SA
Emballage et transport	SA	SA	SA
Cote intégrée de la centrale	SA	SA	SA

N.-B. :

- aucune information n'est présentée dans cette sous-section du rapport concernant les domaines particuliers des DSR pour lesquels les activités de conformité effectuées par le personnel de la CCSN n'ont révélé aucun fait d'importance
- l'information présentée ci-après est particulière à la centrale; les tendances générales n'y sont pas abordées (les observations portant sur l'ensemble des centrales sont fournies à la section 2)

3.3.1 Système de gestion

Le rendement dans le DSR « Système de gestion » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Pickering-A et Pickering-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Système de gestion » aux centrales Pickering-A et Pickering-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Système de gestion

Les permis d'exploitation d'OPG exigent de se conformer à la norme de la CSA N286-05 *Exigences relatives au système de gestion des centrales nucléaires* [2]. Le personnel de la CCSN a vérifié que l'exploitation des centrales Pickering-A et Pickering-B se conformait à cette norme en mettant un accent sur la mise en œuvre. Le personnel de la CCSN a examiné les révisions apportées aux documents du système de gestion en 2012. Toutes les lacunes de conformité décelées seront comblées lors de la prochaine révision des documents, ceux-ci étant révisés selon un cycle de trois ans.

Organisation

OPG a informé le personnel de la CCSN qu'elle allait mettre en place une organisation à direction centralisée, ce qui aura une incidence sur les liens hiérarchiques et les pratiques d'exploitation actuels aux centrales Darlington, Pickering-A et Pickering-B. Selon les présentations qu'OPG a faites au personnel de la CCSN, ce changement organisationnel est conforme à son processus de gestion des changements.

Deux autres changements organisationnels d'importance sont en voie d'être effectués à Pickering : le fusionnement des centrales Pickering-A et Pickering-B ainsi que la transition vers l'entretien de jour. Des mises à jour sur ces changements sont fournies à la section 4.3.

Gestion du changement

La CCSN continuera de faire un suivi des progrès réalisés par OPG afin de s'assurer que les changements organisationnels n'auront pas d'impact sur le respect des exigences réglementaires ou la sûreté des installations nucléaires. OPG a en place un processus satisfaisant de gestion des changements organisationnels et le personnel de la CCSN continuera de vérifier la mise en œuvre de ce processus.

Rendement en matière de gestion

Tous les titulaires de permis sont tenus de soumettre des rapports trimestriels relatifs à l'exploitation et aux indicateurs de rendement, comme le décrit le document d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1]. Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de problèmes d'importance en matière de réglementation lors de l'examen de ces rapports.

Culture de sûreté

Des discussions ont lieu régulièrement entre le personnel d'OPG et de la CCSN afin d'améliorer la capacité du titulaire de permis à favoriser une saine culture de sûreté, particulièrement en effectuant des autoévaluations de la culture de sûreté. Le personnel de la CCSN examine présentement les résultats des autoévaluations réalisées à Pickering en 2012 et continue de faire un suivi des améliorations apportées de façon régulière dans ce domaine particulier.

3.3.2 Gestion du rendement humain

Le rendement dans le DSR « Gestion du rendement humain » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Pickering-A et Pickering-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Gestion du rendement humain » aux centrales Pickering-A et Pickering-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Programme de rendement humain

Le programme de rendement humain aux centrales de Pickering tient compte des critères devant être respectés pour établir une approche exhaustive en matière de rendement humain et pour aider le personnel d'OPG à effectuer son travail de manière sûre et sans erreur. Ce programme a été mis en œuvre de manière adéquate aux centrales Pickering-A et Pickering-B.

Accréditation du personnel

Un nombre suffisant de personnes était disponible aux centrales Pickering-A et Pickering-B pour combler chacun des postes nécessitant une accréditation. Le personnel de la CCSN est convaincu qu'en 2012, le personnel accrédité aux centrales Pickering-A et Pickering-B était apte à exercer ses fonctions de manière sûre et adéquate. OPG a continué de respecter les exigences en matière d'accréditation du personnel.

Examens d'accréditation initiale et tests de requalification

Le programme d'examen d'accréditation initiale et de test de requalification pour les opérateurs de réacteur aux centrales Pickering-A et Pickering-B ainsi que pour les chefs de quart à la centrale Pickering-A répondaient aux exigences réglementaires. À ces centrales, le taux de réussite global aux examens à des fins d'accréditation initiale était de 95 %, alors qu'il était de 94 % dans le cas des tests de requalification. Le titulaire de permis a continué de respecter les exigences de la CCSN en ce qui a trait aux examens d'accréditation initiale et aux tests de requalification.

À la centrale Pickering-B, le taux de réussite des candidats au poste de chef de quart au cours des dernières années était inférieur à la moyenne de l'ensemble des centrales nucléaires. OPG a effectué deux analyses pour déterminer les causes fondamentales de cette situation et a pris des mesures correctives. Le personnel de la CCSN continue de faire un suivi des progrès réalisés par OPG et s'attend à ce qu'OPG soumette une mise à jour de la situation en 2013.

Une inspection réalisée par la CCSN en 2011 a permis de relever des lacunes importantes dans le programme d'examen d'accréditation initiale sur simulateur pour les candidats au poste de chef de quart à la centrale Pickering-B. OPG a mis en œuvre un plan de mesures correctives et le personnel de la CCSN continue de faire un suivi des progrès réalisés à ce chapitre. Ces lacunes n'ont pas d'incidence sur la sûreté puisqu'elles concernent seulement le personnel d'OPG qui est en voie d'achever la formation pour devenir un travailleur accrédité, et non les travailleurs qui sont déjà accrédités.

Organisation du travail et conception de tâches

OPG a mis en œuvre des limites d'heure de travail pour les employés au site de Pickering et celles-ci répondaient de façon générale aux attentes de la CCSN.

3.3.3 Conduite de l'exploitation

Le rendement dans le DSR « Conduite de l'exploitation » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Pickering-A et Pickering-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

Le personnel de la CCSN a jugé qu'OPG a exploité les centrales Pickering-A et Pickering-B de manière sûre et conformément au fondement d'autorisation.

Réalisation des activités autorisées

Les centrales Pickering-A et Pickering-B ont été exploitées conformément à leur LCE tout au long de l'année 2012. La puissance de tous les réacteurs a été maintenue à l'intérieur des limites stipulées dans les permis d'exploitation de ces centrales et :

- avec deux réacteurs en service, la centrale Pickering-A a eu quatre arrêts imprévus et un déclenchement de réacteur imprévu, mais aucune BCP (la fonction RRP n'existe pas à cette centrale)

- avec quatre réacteurs en service, la centrale Pickering-B a eu trois arrêts imprévus, un déclenchement de réacteur imprévu et quatre BCP, mais aucun RRP n'a été enregistré

On a profité des arrêts imprévus pour réparer des équipements nécessaires à l'exploitation sûre de la centrale ou qui ne peuvent être réparés de manière sûre pendant qu'elle est en exploitation.

Un problème important de fiabilité des machines à combustible persiste aux centrales Pickering-A et Pickering-B, ce qui a entraîné plusieurs baisses forcées de la puissance à cause de l'impossibilité d'effectuer le rechargement du combustible au rythme prévu. Ce problème a une incidence principalement sur la production, mais les changements imprévus et forcés de la puissance du réacteur sont indésirables parce qu'ils signifient que l'exploitation s'effectue dans des conditions anormales.

On a décelé des dépôts d'oxyde de fer sur les grappes de combustible retirées du réacteur de la tranche 1 et, dans une moindre mesure, d'autres tranches. Les dépôts sur une des grappes retirées en 2012 étaient passablement plus considérables et répandus que ce qui avait été observé auparavant. On croit que ces dépôts sont dus à un mauvais contrôle chimique pendant les arrêts. OPG a pris des mesures correctives, mais ces mesures peuvent prendre plusieurs mois avant de s'avérer efficaces.

Parce que les dépôts peuvent avoir une incidence sur le transfert de la chaleur au niveau des grappes, le personnel de la CCSN a exigé que la puissance de la tranche 1 soit maintenue égale ou inférieure à 97 % de la pleine puissance afin d'assurer une marge de sûreté suffisante, jusqu'à ce que le lien cause-effet soit mieux compris.

Procédures

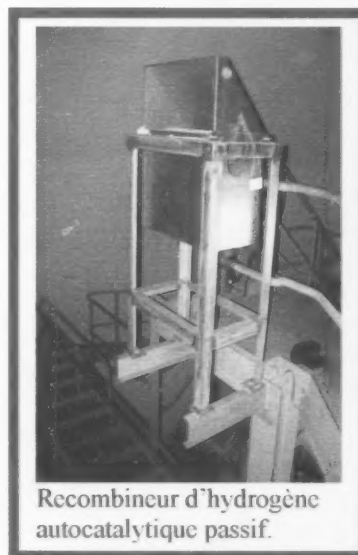
Dans le cadre de son analyse visant à déterminer l'effectif minimal par quart, OPG a effectué en 2010 un exercice intégré de validation portant sur toutes les procédures requises pour intervenir en cas d'un événement sismique. Cette activité a permis d'apporter en 2012 des améliorations importantes au chapitre de l'efficacité et de l'exactitude technique des procédures.

Rendement de la gestion des arrêts

Un arrêt prévu a eu lieu à la centrale Pickering-A (tranche 1), tandis que deux arrêts prévus ont eu lieu à la centrale Pickering-B. Ils ont tous été réalisés de manière sûre et sécuritaire.

Gestion des accidents et rétablissement

Afin d'apporter une solution à la présence d'hydrogène dans l'enveloppe de confinement, OPG installe présentement des recombineurs d'hydrogène autocatalytiques passifs pour tous les réacteurs. Ces recombineurs ont été installés aux tranches 1, 4 et 7 et l'installation de tels recombineurs aux tranches 5, 6 et 8 est prévue au calendrier.



Recombineur d'hydrogène autocatalytique passif.

3.3.4 Analyse de la sûreté

Le rendement dans le DSR « Analyse de la sûreté » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Pickering-A et Pickering-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Analyse de la sûreté » aux centrales Pickering-A et Pickering-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Analyse déterministe de la sûreté

OPG a continué de faire des progrès aux centrales Pickering-A et Pickering-B en ce qui concerne la transition visant à se conformer au document d'application de la réglementation RD-310, *Analyses de la sûreté pour les centrales nucléaires* [5]. Cette transition comprend la détermination des écarts en regard du document RD-310, l'élaboration de principes et de lignes directrices pour les analyses de la sûreté et la mise en œuvre de plans pour mettre à jour le rapport de sûreté.

Étude probabiliste de sûreté

Dans le cas de la centrale Pickering-A, OPG a soumis des méthodes particulières pour effectuer une étude probabiliste de sûreté (EPS) et le personnel de la CCSN est présentement en voie de les examiner. OPG est tenue en vertu de son permis de mettre à jour l'évaluation probabiliste des risques (EPR) de la centrale Pickering-A afin de se conformer au document d'application de la réglementation S-294, *Études probabilistes de sûreté (EPS) pour les centrales nucléaires* [6] d'ici le 31 décembre 2013 (échéance reportée à décembre 2014 pour les trois éléments suivants : les feux internes, les inondations internes et les événements internes de niveau 1 lorsqu'à l'arrêt).

Dans le cas de la centrale Pickering-B, OPG a soumis les guides d'application de la méthode requis conformément au document S-294 [6]. Le personnel de la CCSN a jugé ces guides acceptables et examine présentement les rapports d'EPS requis.

Analyse des accidents graves

OPG a continué de faire des progrès pour terminer les travaux liés aux mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF) et a soumis des renseignements dans le but de fermer les dossiers relatifs aux MPF.

Évaluation des risques environnementaux

Le programme portant sur l'évaluation des risques environnementaux aux centrales Pickering-A et Pickering-B comprend l'atténuation des risques suivants :

- **Poisson** : OPG maintenait aux centrales Pickering-A et Pickering-B un programme de protection des poissons efficace et conforme aux exigences de la CCSN. Des recommandations en fonction des risques fondées sur la surveillance et les études effectuées ont mené à la mise en place d'un programme de gestion des risques visant à réduire le taux de mortalité des poissons due aux rejets thermiques et à l'effet d'entraînement à la prise d'eau.



Dans le cadre du programme d'évaluation des risques environnementaux, un plongeur s'apprête à vérifier les filets de protection des poissons (photo courtoisie du *Ajax/Pickering News Advertiser*).

Le personnel de la CCSN juge que le titulaire de permis s'occupe des dossiers ouverts relatifs aux mesures à prendre d'une manière acceptable. Des renseignements additionnels sur l'état des changements en ce qui concerne le taux de mortalité des poissons sont fournis à la section 4.3.3.

- **Inondation** : À la suite de l'accident de Fukushima Daiichi, OPG prend des mesures additionnelles pour améliorer la protection contre les inondations; par exemple, en installant des barrières de protection contre les inondations autour de l'abri des pompes approvisionnant les génératrices de secours en carburant.
- **Eau souterraine** : Aux centrales Pickering-A et Pickering-B, la concentration de tritium sur l'ensemble du site est stable ou en baisse, (donc, amélioration). Le programme de surveillance de l'eau souterraine est mis en œuvre conformément aux plans – les drains de la fondation collectent l'eau souterraine et des puisards permettant une surveillance approfondie sont en place. Il n'existe aucune inquiétude en ce qui concerne la santé du public.

3.3.5 Conception matérielle

Le rendement dans le DSR « Conception matérielle » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Pickering-A et Pickering-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Conception matérielle » aux centrales Pickering-A et Pickering-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Conception des composants

OPG a confirmé qu'aux centrales Pickering-A et Pickering-B, les SSC importants pour la sûreté continuaient de se conformer au fondement de leur conception dans tous les états d'exploitation.

Qualification de l'équipement

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de type II de la qualification environnementale à la centrale Pickering-B. Aucun problème important de conformité n'a été décelé.

Conception et classification de système

Une inspection de type II du système d'alimentation électrique a été effectuée à la centrale Pickering-A, celle-ci étant axée principalement sur les génératrices de secours et l'alimentation électrique des catégories I et II. Le personnel de la CCSN a soulevé un nombre de points positifs (c'est-à-dire qu'ils constituaient des preuves que les mesures prises par le titulaire de permis étaient efficaces) ainsi que des aspects nécessitant des améliorations. Tous ces aspects ont peu d'importance sur le plan de la sûreté et OPG est en voie d'apporter des solutions. Le personnel de la CCSN continuera de faire un suivi des progrès réalisés par OPG relativement aux mesures correctives.

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de type II de l'entretien des logiciels aux centrales Pickering-A et Pickering-B, celle-ci étant axée principalement sur l'ordinateur à commande numérique, les machines à combustible et les génératrices de secours. L'inspection a révélé un nombre de points positifs ainsi que certains aspects nécessitant des améliorations. OPG a apporté toutes les améliorations requises avant novembre 2012.

À la centrale Pickering-A, l'eau de refroidissement des supports des pompes du circuit d'eau de service d'urgence a été indisponible en plusieurs occasions en raison de la présence de limon qui obstruait le circuit d'approvisionnement en eau. OPG a effectué des opérations de dragage dans le bassin de la prise d'eau afin de réduire l'accumulation de limon dans le circuit d'approvisionnement en eau.

Aucun problème important de conformité n'a été décelé au chapitre de la conception en matière de protection-incendie. OPG est en voie d'apporter des modifications aux centrales Pickering-A et Pickering-B afin de donner suite aux recommandations formulées dans le cadre de sa mise à jour de l'évaluation de la sûreté-incendie pour se conformer à la norme de la CSA N293-07, *Protection contre l'incendie dans les centrales nucléaires CANDU* [10] et au calendrier décrit dans le manuel des conditions du permis (MCP). Les recommandations portent sur des modifications visant à accroître la marge de sûreté de l'installation sur le plan de la protection-incendie.

Facteurs humains dans la conception

Des problèmes de conformité ont été décelés au cours de l'EIS de la centrale Pickering-B. Ils avaient trait aux facteurs humains dans la conception en ce qui concerne le contrôle des modifications techniques. OPG tiendra compte de tous les problèmes en suspens dans le cadre du projet de fin de vie des centrales à Pickering.

3.3.6 Aptitude fonctionnelle

Le rendement dans le DSR « Aptitude fonctionnelle » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Pickering-A et Pickering-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Aptitude fonctionnelle » aux centrales Pickering-A et Pickering-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Aptitude de l'équipement au service et performance de l'équipement

À la lumière des inspections et vérifications de la conformité effectuées au site, le personnel de la CCSN est satisfait de la performance globale de l'équipement aux centrales Pickering-A et Pickering-B.

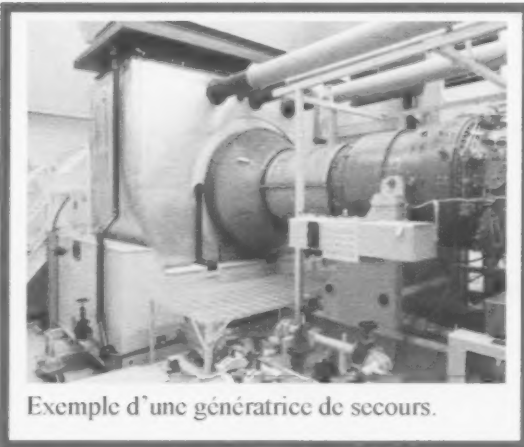
Entretien

On a observé une amélioration au chapitre de l'entretien aux centrales Pickering-A et Pickering-B. Les évaluations effectuées par le personnel de la CCSN n'ont pas décelé de problèmes de conformité d'importance à ce chapitre. Le nombre de travaux d'entretien en attente a diminué depuis 2008. Le nombre de travaux d'entretien correctif en attente se situait dans la plage de la moyenne de ce nombre aux centrales nucléaires et il est à la baisse. Le nombre excessif de travaux d'entretien en attente a diminué, se situant maintenant dans le quartile supérieur de ce nombre aux centrales nucléaires. Un dossier de longue date relatif à une mesure à prendre au sujet du nombre de travaux d'entretien en attente a été fermé. Le coefficient d'exécution de l'entretien préventif est demeuré satisfaisant aux centrales Pickering-A et Pickering-B au cours des cinq dernières années, se situant à nouveau à 90 % en 2012 (ce qui correspond aux pratiques exemplaires du secteur nucléaire à ce chapitre).

Fiabilité des systèmes importants pour la sûreté

Le programme de fiabilité aux centrales Pickering-A et Pickering-B continuait de répondre aux exigences réglementaires dans le document d'application de la réglementation S-98, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires* [13].

Au cours d'une inspection, le personnel de la CCSN a trouvé plusieurs rapports d'état de la centrale ayant trait à la détérioration et l'état des génératrices de secours à la centrale Pickering-A. Malgré la détérioration, la fiabilité globale du système d'alimentation électrique de catégorie III, qui comprend les génératrices de secours, répondait à l'objectif de fiabilité. OPG étudie les travaux de mise à niveau nécessaires et le personnel de la CCSN fait un suivi des progrès réalisés à ce chapitre.



Exemple d'une génératrice de secours.

Le nombre d'indisponibilités de chacun des systèmes spéciaux de sûreté a été moindre que les limites établies, bien que trois indisponibilités du système de confinement aient été enregistrées. Aucune des indisponibilités n'était importante sur le plan de la sûreté.

Intégrité structurale

Le personnel de la CCSN a confirmé qu'OPG avait des programmes d'inspection périodique (PIP) en place pour fournir de façon continue l'assurance de l'intégrité structurale des composants majeurs des enveloppes sous pression comme les tubes de force, les tuyaux d'alimentation, les

générateurs de vapeur ainsi que les structures de l'enceinte de confinement en béton et les composants de cette enceinte. OPG a réalisé des inspections conformément à ses PIP et aux normes pertinentes de la CSA. Le personnel de la CCSN est satisfait des résultats des inspections.

OPG a défini des lignes directrices en matière d'aptitude fonctionnelle et celles-ci ont été examinées et acceptées par la CCSN. Ces lignes directrices servent à évaluer les résultats d'inspection qui ne respectent pas les critères d'acceptation stipulés dans les normes pertinentes de la CSA. Aucun problème important de conformité sur le plan de la sûreté n'a été décelé lors des inspections des composants majeurs des enveloppes sous pression et des structures de confinement et le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des PIP aux centrales Pickering-A et Pickering-B répondait aux exigences réglementaires.

Au cours de la tentative de redémarrage de la tranche 4 à la centrale Pickering-A, OPG a rapporté une fuite de la tuyauterie de l'eau d'alimentation des générateurs de vapeur. La fuite a été attribuée à une fissure causée par un mauvais ajustement de la tuyauterie suite aux réparations des gaines thermiques des buses de l'eau d'alimentation des générateurs de vapeur effectuées en 2006. Des sections de la tuyauterie d'eau d'alimentation de chacun des douze générateurs de vapeur avaient été remplacées. OPG a effectué un arrêt de la tranche, décelé par la suite une fissure de la tuyauterie de l'eau d'alimentation à cette tranche et remplacé des sections de la tuyauterie. Les nouvelles sections de tuyauterie ont été alignées et supportées de façon appropriée afin de s'assurer que de tels événements ne se reproduiront plus. OPG mettra en place un programme d'inspection pour assurer une surveillance dans le futur. Le personnel de la CCSN examine présentement l'information soumise par le titulaire de permis à l'appui de sa conclusion.

Gestion du vieillissement et du cycle de vie

OPG a mis en œuvre un programme intégré de gestion du vieillissement afin de s'assurer que l'état des SSC importants pour la sûreté est bien compris et que les activités requises pour s'assurer qu'il demeure satisfaisant au fur et à mesure que la centrale vieillit sont en place. OPG a effectué un examen de ce programme afin de s'assurer qu'il est conforme au document d'application de la réglementation RD-334, *Gestion du vieillissement des centrales nucléaires* [17]. Elle a de plus effectué des évaluations de l'état des SSC et des examens des programmes de gestion du vieillissement dans la perspective de la poursuite de l'exploitation de la centrale Pickering-B. Le personnel de la CCSN a soulevé plusieurs commentaires et formulé des demandes de renseignements additionnels. OPG s'affaire présentement à y répondre dans le cadre de son plan de prolongation de l'exploitation.

Dans le cas des centrales Pickering-A et Pickering-B, le personnel de la CCSN a examiné les mises à jour des programmes de gestion du cycle de vie (PGCV) des tubes de force, des tuyaux d'alimentation et des générateurs de vapeur ainsi que le programme de gestion du vieillissement des structures de l'enceinte de confinement en béton. Les PGCV ont été mis à jour de façon régulière afin de mettre en place des plans de gestion à long terme des SSC qui se détériorent en vieillissant. Les PGCV et le programme de gestion du vieillissement répondaient à toutes les exigences stipulées dans le document d'application de la réglementation RD-334 [17]. Le personnel de la CCSN examine présentement les mises à jour des PGCV portant sur les composants et structures des réacteurs.

Inspections et essais périodiques

OPG a inspecté les structures des enveloppes de confinement en béton des tranches 1, 7 et 8. Le personnel de la CCSN a conclu que ces structures continuent de remplir les fonctions pour lesquelles elles ont été conçues. OPG a également réalisé un essai pour déterminer le taux de fuite du bâtiment du réacteur de la tranche 7 et le personnel de la CCSN en examine présentement les résultats. OPG a effectué des essais pour déterminer le taux d'infiltration du bâtiment sous vide alors que les réacteurs étaient en puissance afin de confirmer que son rendement demeure satisfaisant, conformément au document N287.7, *Exigences relatives à la mise à l'essai et à la vérification, en cours d'exploitation, des enceintes de confinement en béton des centrales nucléaires* [15]. Jusqu'à maintenant, ces essais ont démontré que le rendement du bâtiment sous vide était satisfaisant.

3.3.7 Radioprotection

Le rendement dans le DSR « Radioprotection » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Pickering-A et Pickering-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Radioprotection » aux centrales Pickering-A et Pickering-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Application du principe ALARA

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de type II portant sur l'application du principe ALARA aux centrales Pickering-A et Pickering-B. Cette inspection a démontré qu'un programme ALARA pleinement développé est en place à ces centrales pour planifier et contrôler les travaux.

Contrôle des doses des travailleurs

On n'a rapporté aucune exposition au rayonnement ayant entraîné des doses aux travailleurs plus élevées que les limites réglementaires. Les données sur les doses reçues aux centrales Pickering-A et Pickering-B se trouvent à la section 2.7 et à l'annexe D.

À la tranche 1 de la centrale Pickering-A, un travailleur a été exposé au tritium, entraînant un apport imprévu au-delà du seuil d'intervention de 2 mSv. OPG a effectué une analyse des causes fondamentales et pris des mesures correctives. L'analyse n'a pas indiqué que l'efficacité du programme de radioprotection à la centrale Pickering-A avait baissé. Aucun seuil d'intervention n'a été atteint à la centrale Pickering-B.

Aux centrales Pickering-A et Pickering-B, OPG a mis un accent important sur la réduction des expositions de moindre importance et servant de signe avant coureur aux risques radiologiques internes et externes. Ceci a entraîné une diminution appréciable du nombre de cas d'apport aigu de tritium servant de signe avant coureur et d'alarmes de dosimètre.

La mise en œuvre de mesures visant à apporter des améliorations à la surveillance et au contrôle de la contamination alpha a été effectuée aux centrales Pickering-A et Pickering-B. Le personnel de la CCSN est satisfait de cette mise en œuvre.

Dosimétrie individuelle

Aux centrales Pickering-A et Pickering-B, OPG a continué de se conformer aux exigences relatives à la mesure et la tenue d'un registre des doses reçues par les travailleurs, le personnel des entrepreneurs et les visiteurs.

Contrôle de la contamination

On n'a rapporté aucune contamination de surface aux centrales Pickering-A et Pickering-B plus élevée que les seuils d'intervention. OPG a continué de prendre des mesures pour contrôler la contamination radioactive à ses installations.

Dose estimée au public

La dose au public rapportée dans le cas des centrales Pickering-A et Pickering-B était de 0,0011 mSv, ce qui est bien en deçà de la limite de dose pour le public qui est de 1 mSv.

3.3.8 Santé et sécurité classiques

Le rendement dans le DSR « Santé et sécurité classiques » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Pickering-A et Pickering-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Santé et sécurité classiques » aux centrales Pickering-A et Pickering-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Conformité au code du travail

Les conditions aux centrales Pickering-A et Pickering-B étaient conformes aux articles pertinents de la *Loi sur l'hygiène et la sécurité au travail de l'Ontario* et la *Loi sur les relations de travail*.

Tenue des lieux et gestion des dangers

OPG répondait de façon générale aux exigences de la CCSN aux centrales Pickering-A et Pickering-B, bien que les dangers liés à l'amiante (signalés à titre de problème de conformité en 2011) constituent toujours un problème. Le ministère du Travail a émis un ordre enjoignant OPG à restaurer les matériaux endommagés ou en voie de se détériorer qui contiennent de l'amiante, et à s'assurer que les travailleurs ont reçu une formation sur les dangers liés à l'exposition à l'amiante ainsi que les endroits où se trouvent les matériaux contenant de l'amiante. Le ministère du Travail et la CCSN continuent de faire un suivi des mesures correctives prises par OPG.

Gravité et fréquence des accidents

Selon les rapports du titulaire de permis, dans le cas des centrales Pickering-A et Pickering-B prises ensemble, le taux de gravité des accidents a baissé, passant de 0,2 qu'il était en 2011 à 0 en 2012, et la fréquence des accidents est demeurée la même, soit 0,3. Les valeurs de ces paramètres sont inférieures à la moyenne de l'ensemble des centrales nucléaires, et la fréquence des accidents est la plus basse de toutes les centrales nucléaires au Canada.

3.3.9 Protection de l'environnement

Le rendement dans le DSR « Protection de l'environnement » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Pickering-A et Pickering-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Protection de l'environnement » aux centrales Pickering-A et Pickering-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Contrôle des effluents et des émissions (rejets)

Les rejets de substances nucléaires dans les effluents gazeux et liquides sont demeurés inférieurs aux seuils d'intervention en matière d'environnement et aux limites opérationnelles dérivées (LOD). OPG a mis à jour ses LOD pour se conformer à la norme de la CSA N288.1-08, *Lignes directrices pour calculer les limites opérationnelles dérivées de matière radioactive dans les effluents gazeux et liquides des installations nucléaires en conditions normales d'exploitation* [27]. Le personnel de la CCSN a jugé que la révision des LOD était acceptable.

Surveillance environnementale

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de type II du programme de surveillance environnementale aux centrales Pickering-A et Pickering-B et il en examine présentement les résultats.

OPG a élaboré et mis en œuvre des programmes pour vérifier que des dispositions adéquates étaient en place en ce qui concerne la protection des poissons, suivant les directives émises par la CCSN et les avis émis par d'autres organismes de réglementation, comme Pêches et Océans Canada et Environnement Canada. Le personnel de la CCSN juge que les mesures prises par le titulaire de permis jusqu'à maintenant, notamment l'évaluation de l'efficacité du filet utilisé comme barrière pour atténuer l'entraînement des poissons à la prise d'eau, démontrent que des dispositions adéquates ont été prises pour protéger l'environnement.

3.3.10 Gestion des urgences et protection-incendie

Le rendement dans le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Pickering-A et Pickering-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » aux centrales Pickering-A et Pickering-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Préparation et intervention en cas d'urgence nucléaire

Le personnel de la CCSN a évalué l'exercice portant sur la préparation aux situations d'urgence et les interventions en cas d'urgence tenu au site de Pickering. Bien que certains problèmes de conformité aient été décelés, OPG a démontré un niveau de préparation et de compétence adéquat à l'égard du rassemblement, du recensement et de l'évacuation du personnel des centrales. Aucun des problèmes n'était très important sur le plan de la sûreté et OPG a donné suite à tous les problèmes soulevés.

Préparation et intervention en cas d'incendie

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection d'un exercice d'urgence, accordant une attention particulière aux interventions en cas d'incendie. Bien que certains problèmes de conformité aient été décelés, ils étaient tous de peu d'importance sur le plan de la sûreté. OPG a donné suite de façon adéquate à tous les problèmes soulevés.

3.3.11 Gestion des déchets

Le rendement dans le DSR « Gestion des déchets » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Pickering-A et Pickering-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Gestion des déchets » aux centrales Pickering-A et Pickering-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Minimisation, ségrégation et caractérisation des déchets

OPG dispose d'un programme de gestion des déchets nucléaires pleinement développé aux centrales Pickering-A et Pickering-B pour minimiser, contrôler et évacuer de façon appropriée les déchets radioactifs. Les déchets nucléaires sont contrôlés et surveillés et un registre des rejets est maintenu.

Stockage et traitement des déchets

OPG dispose d'un programme de gestion des déchets pleinement développé, autant pour les déchets radioactifs que pour ceux comprenant des substances dangereuses. La minimisation, la ségrégation, la caractérisation, le stockage et le traitement des déchets aux centrales Pickering-A et Pickering-B sont effectués selon le programme de l'entreprise relatif à la gestion des déchets.

Plans de déclassement

OPG maintient un plan de déclassement et une garantie financière globale connexe pour toutes ses installations en Ontario. Le plan de déclassement de même que la garantie financière globale et l'estimation des coûts connexes ont été examinés et jugés acceptables par la Commission en 2012 et ils seront examinés à nouveau en 2017. Une mise à jour sur la gestion en fin de vie des installations est fournie à la section 4.3.2.

3.3.12 Sécurité

Le rendement dans le DSR « Sécurité » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Pickering-A et Pickering-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Sécurité » aux centrales Pickering-A et Pickering-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

OPG a apporté des améliorations à son programme de sécurité et la cote « entièrement satisfaisant » a été attribuée à certains éléments de son programme de formation. Notamment, pour élaborer ses programmes de sécurité, OPG échange des pratiques avec d'autres entreprises responsables de sites nucléaires à haute sécurité.

Formation, exercices et manœuvres

OPG a soutenu de façon remarquable le programme de tests du rendement en fournissant du personnel à l'Unité canadienne d'adversaires tactiques et du personnel de soutien essentiel pour le programme.

Force d'intervention nucléaire

Le succès de la transition à une force d'intervention interne sur le site effectuée par OPG est évident à la lumière des résultats de la compétition organisée par le Comité consultatif de l'Ontario sur les armes et tactiques spéciales, au cours de laquelle OPG s'est classée première face à des unités tactiques de corps policiers de partout en Ontario et au Québec et à des forces d'intervention en matière de sécurité nucléaire venant d'autres centrales nucléaires au Canada.

OPG a également remporté la médaille d'or lors de l'événement « Superstar » tenu dans le cadre des jeux organisés par le service de police de la ville de Toronto, où elle était en compétition avec dix autres corps policiers et des équipes militaires. OPG a gagné cet événement deux fois au cours des trois dernières années.

Dans le contexte global des objectifs de rendement dans ce DSR, le personnel de la CCSN a déterminé que la force d'intervention d'OPG est suffisamment efficace.

3.3.13 Garanties et non-prolifération

Le rendement dans le DSR « Garanties et non-prolifération » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Pickering-A et Pickering-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Garanties et non-prolifération » aux centrales Pickering-A et Pickering-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

OPG a continué de mettre en œuvre et de maintenir à jour des programmes aux centrales Pickering-A et Pickering-B pour assurer l'efficacité des mesures en matière de garanties et le respect des obligations du Canada en matière de non-prolifération nucléaire.

L'AIEA a effectué aux centrales Pickering-A et Pickering-B une vérification du stock afin de s'assurer qu'aucun détournement de matières nucléaires n'avait eu lieu et de confirmer la validité des déclarations faites par les autorités du pays et l'exploitant de la centrale. OPG a soumis en temps opportun l'information d'exploitation et de conception requise.



Les batteries d'urgence en place au site d'un titulaire de permis peuvent fournir une alimentation électrique lors d'un accident extrême.

3.3.14 Emballage et transport

Le rendement dans le DSR « Emballage et transport » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN aux centrales Pickering-A et Pickering-B. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Emballage et transport » aux centrales Pickering-A et Pickering-B répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

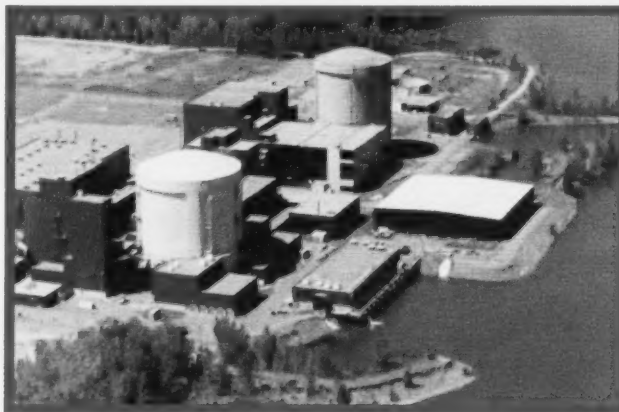
Lors de la surveillance effectuée au site et de l'examen des rapports soumis conformément au document d'application de la réglementation S-99 [1], le personnel de la CCSN n'a pas décelé de problème de conformité dans ce domaine. OPG a rapporté un incident de transport mineur, celui-ci n'ayant pas d'incidence sur la sûreté. Le titulaire de permis a pris les mesures nécessaires pour s'assurer que cet incident ne se reproduise pas.

3.4 Gentilly-2

La centrale Gentilly-2, exploitée par Hydro-Québec, est située sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, dans la municipalité de Bécancour, à environ 15 km à l'est de la ville de Trois-Rivières.

Le réacteur est de type CANDU et a une capacité nominale de 675 MW(e) (mégawatts d'électricité). La centrale est entrée en exploitation commerciale en 1983.

La centrale a été coupée du réseau électrique le 28 décembre 2012. Hydro-Québec s'affaire présentement à placer le réacteur dans un état d'arrêt garanti sûr.



Le tableau 8 montre les cotes de rendement en matière de sûreté attribuées dans le cas de la centrale Gentilly-2. À la lumière des observations et évaluations du rendement dans les DSR, le personnel de la CCSN a conclu que la centrale Gentilly-2 a été exploitée de manière sûre. Suivant la structure actuelle des DSR, la cote intégrée de rendement de la centrale était « satisfaisant » (SA), soit la même que celle des deux dernières années.

Tableau 8 : Cotes de rendement de la centrale Gentilly-2

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement	Moyenne des centrales
Système de gestion	SA	SA
Gestion du rendement humain	SA	SA
Conduite de l'exploitation	SA	SA
Analyse de la sûreté	SA	SA
Conception matérielle	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	SA	SA
Radioprotection	SA	SA
Santé et sécurité classiques	SA	ES
Protection de l'environnement	SA	SA
Gestion des urgences et protection-incendie	SA	SA
Gestion des déchets	SA	SA
Sécurité	SA	SA
Garanties et non-prolifération	SA	SA
Emballage et transport	SA	SA
Cote intégrée de la centrale	SA	SA

N.-B. :

- aucune information n'est présentée dans cette sous-section du rapport concernant les domaines particuliers des DSR pour lesquels les activités de conformité effectuées par le personnel de la CCSN n'ont révélé aucun fait d'importance
- l'information présentée ci-après est particulière à la centrale; les tendances générales n'y sont pas abordées (les observations portant sur l'ensemble des centrales sont fournies à la section 2)

3.4.1 Système de gestion

Le rendement dans le DSR « Système de gestion » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Gentilly-2. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Système de gestion » à la centrale Gentilly-2 répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Système de gestion

Le permis d'exploitation d'Hydro-Québec oblige le titulaire de permis à se conformer à la norme de l'Association canadienne de normalisation (CSA) N286-F05, *Exigences relatives au système de gestion des centrales nucléaires* [2]. Le personnel de la CCSN a vérifié qu'Hydro-Québec se conformait à cette norme, accordant une attention particulière à la mise en œuvre d'un programme d'assurance de la qualité adéquat.

Hydro-Québec a effectué de façon adéquate la gestion des activités de planification se rapportant à la fin de la vie de la centrale et toutes les actions nécessaires ont été prises pour se conformer aux exigences réglementaires.

Organisation

L'organisation de l'exploitant est en voie de transition à la centrale Gentilly-2 afin de la rendre plus apte à effectuer le retrait du combustible, la préparation requise pour placer la centrale dans un état de conservation sûr ainsi que le déclassement à venir. La planification des activités de réglementation pour effectuer la surveillance requise des changements proposés à la structure de l'organisation et aux rôles du personnel clé est présentement en cours.

Culture de sûreté

Hydro-Québec a effectué en 2012 une autoévaluation de la culture de sûreté. La CCSN examine présentement les résultats de cette évaluation et effectuera d'autres activités de surveillance pendant la période de transition de la centrale, de l'état d'exploitation à un état de conservation sûr, et pendant son déclassement à venir.

Continuité des opérations

Hydro-Québec tient à jour un plan de continuité des opérations de la centrale Gentilly-2 en cas de perturbations possibles dues à une variété de problèmes définis au préalable. Ce plan serait mis en œuvre afin d'assurer la sûreté continue de la centrale et un effectif minimal en cas de perturbation.

3.4.2 Gestion du rendement humain

Le rendement dans le DSR « Gestion du rendement humain » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Gentilly-2. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Gestion du rendement humain » à la centrale Gentilly-2 répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Formation du personnel

Des progrès ont continué d'être réalisés à la centrale Gentilly-2 relativement à la mise en œuvre d'un programme de formation fondé sur l'ASF. À la suite de l'annonce de mettre fin à l'exploitation commerciale de la centrale, Hydro-Québec mettra à jour et élaborera des plans pour s'assurer que les programmes de formation reflètent les conditions de l'état d'arrêt sûr.

Accréditation du personnel

Hydro-Québec disposait d'un nombre suffisant de personnes pour combler les postes nécessitant une accréditation. Le personnel de la CCSN est persuadé que le personnel accrédité de la centrale Gentilly-2 est apte à exercer ses fonctions de manière sûre. Le titulaire de permis continue de respecter les exigences de la CCSN en matière d'accréditation du personnel.

Examens d'accréditation initiale et tests de requalification

Aucun examen à des fins d'accréditation initiale ni aucun test de requalification n'ont été tenus par le titulaire de permis au cours de la période de référence. Par conséquent, le personnel de la CCSN n'a effectué aucune inspection des programmes relatifs à ces examens et tests. Il a cependant tenu un examen pour trois candidats au poste de responsable technique de la radioprotection. Tous les candidats ont réussi à l'examen et ont été accrédités par la CCSN.

Organisation du travail et conception de tâches

Hydro-Québec a fourni au personnel de la CCSN les résultats d'une analyse démontrant que l'effectif minimal par quart devait être augmenté lorsque la centrale était dans un état d'arrêt garanti. Elle a également soumis les changements aux procédures connexes. Le personnel de la CCSN examine présentement cette information.

3.4.3 Conduite de l'exploitation

Le rendement dans le DSR « Conduite de l'exploitation » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Gentilly-2. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

Le personnel de la CCSN a conclu qu'Hydro-Québec a exploité la centrale Gentilly-2 de manière sûre et conformément au fondement d'autorisation.

Réalisation des activités autorisées

Un arrêt imprévu, un déclenchement du réacteur, un RRP et six BCP ont eu lieu à la centrale Gentilly-2, une centrale à une seule tranche. La gestion des arrêts a été effectuée conformément aux conditions du permis d'exploitation. Toutes les activités entreprises dans le cadre des arrêts ont été réalisées de manière sûre et sécuritaire.

Procédures

Le personnel de la CCSN a vérifié que le personnel de la centrale Gentilly-2 avait suivi les procédures approuvées lors de chacun des événements survenus, qu'il avait fait enquête sur les raisons de tous les transitoires et qu'il avait pris des mesures correctives appropriées.

Rendement de la gestion des arrêts

Un arrêt prévu a eu lieu à la centrale Gentilly-2 et il a été réalisé de manière sûre et sécuritaire.

3.4.4 Analyse de la sûreté

Le rendement dans le DSR « Analyse de la sûreté » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Gentilly-2. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Analyse de la sûreté » à la centrale Gentilly-2 répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Étude probabiliste de sûreté

À la lumière de l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme d'étude probabiliste de sûreté à la centrale Gentilly-2 répondait aux exigences stipulées dans le document d'application de la réglementation S-294, *Études probabilistes de sûreté (ÉPS) pour les centrales nucléaires* [6].

Évaluation des risques environnementaux

Le programme d'Hydro-Québec portant sur l'évaluation des risques environnementaux comprend l'atténuation des risques suivants :

- **Poisson:** Le titulaire de permis avait entrepris des activités d'évaluation et de gestion des risques afin d'atténuer les effets néfastes sur les populations de poisson dus à la prise d'eau de refroidissement et aux rejets thermiques, en consultation avec le personnel de la CCSN et d'autres organismes fédéraux tels que le ministère des Pêches et des Océans (MPO) et Environnement Canada. La décision prise par Hydro-Québec de fermer la centrale Gentilly-2 signifie que ces activités ne sont plus nécessaires.
 - **Inondation:** L'exploitation commerciale de la centrale Gentilly-2 étant terminée et celle-ci étant en transition vers un état de conservation sûr, Hydro-Québec concentre ses efforts à s'assurer que la protection du site contre les inondations est à la mesure du niveau de risque.
 - **Eau souterraine:** Le programme de surveillance de l'eau souterraine en vigueur n'a pas décelé d'effets néfastes sur le système d'écoulement de l'eau souterraine.
-

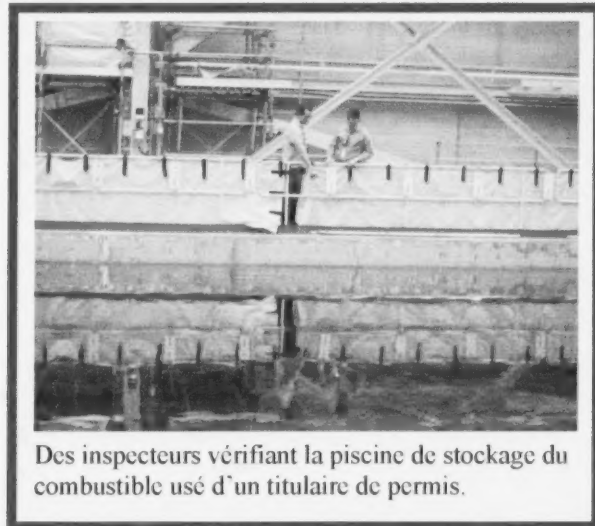
3.4.5 Conception matérielle

Le rendement dans le DSR « Conception matérielle » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Gentilly-2. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Conception matérielle » à la centrale Gentilly-2 répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Qualification de l'équipement

Hydro-Québec possédait un programme de qualification de l'équipement acceptable, cependant il n'était toujours pas pleinement conforme à la norme de la CSA N290.13-05, *Qualification environnementale des équipements pour les centrales nucléaires CANDU* [9]. En raison de la décision d'Hydro-Québec de mettre fin à l'exploitation commerciale de la centrale et de la placer dans un état d'arrêt sûr, les questions de conformité en suspens dans ce domaine ne seront pas réglées dans le cas de la centrale Gentilly-2. Le personnel de la CCSN juge que les questions en suspens n'ont pas d'incidence sur la sûreté puisque que le réacteur est à l'arrêt.



Conception et classification de système

Hydro-Québec est en voie de mettre en œuvre la norme de la CSA N293-07, *Protection contre l'incendie dans les centrales nucléaires CANDU* [10]. La mise en œuvre de procédures et les mises à niveau matérielles tiendront compte de la transition de l'état d'exploitation à un état d'arrêt sûr.

Facteurs humains dans la conception

Un processus documenté est en place pour tenir compte des facteurs humains dans la conception. Un examen de type II a cependant révélé que l'application de ce processus n'est pas toujours efficace. Le personnel de la CCSN a cerné plusieurs problèmes de conformité et il fait présentement un suivi de ces derniers.

3.4.6 Aptitude fonctionnelle

Le rendement dans le DSR « Aptitude fonctionnelle » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Gentilly-2. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Aptitude fonctionnelle » à la centrale Gentilly-2 répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes. Les problèmes de conformité décelés ne sont pas importants sur le plan de la sûreté pour un réacteur dans un état d'arrêt sûr.

Aptitude de l'équipement au service et performance de l'équipement

À la lumière des inspections et vérifications de la conformité effectuées au site, le personnel de la CCSN est satisfait de la performance globale de l'équipement à la centrale Gentilly-2.

Entretien

Le programme d'entretien a continué d'être satisfaisant. Le coefficient d'exécution de l'entretien préventif (CEEP) a été amélioré, atteignant presque 85%, ce qui s'approche de la valeur correspondant aux pratiques exemplaires du secteur nucléaire, soit 90 %. Le nombre de travaux d'entretien en attente au chapitre de l'entretien correctif est demeuré faible. Cependant le nombre de travaux d'entretien en attente au chapitre de l'entretien facultatif est demeuré élevé et le titulaire de permis a pris plusieurs mesures pour le réduire. Les évaluations et les inspections effectuées par le personnel de la CCSN n'ont révélé aucun problème d'importance sur le plan de la sûreté au chapitre de l'entretien.

Fiabilité des systèmes importants pour la sûreté

Le programme de fiabilité mis en œuvre à la centrale Gentilly-2 continuait de répondre aux exigences réglementaires stipulées dans le document d'application de la réglementation S-98, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires* [13].

Les indisponibilités des systèmes spéciaux de sûreté ont été moindres que les limites établies.

Intégrité structurale; inspections et essais périodiques

Hydro-Québec inspecte et effectue des essais des SSC sous pression conformément au programme d'inspection périodique (PIP) de la centrale Gentilly-2 et aux normes pertinentes de la CSA. Aucun indice de détérioration importante en matière de sûreté de composants des enveloppes sous pression nucléaires n'a été décelé en 2012.

Hydro-Québec a soumis un programme partiel d'inspection périodique de l'enceinte de confinement en béton. Ce programme a été élaboré afin de répondre aux exigences de la norme de la CSA N287.7-08, *Exigences relatives à la mise à l'essai et à la vérification, en cours d'exploitation, des enceintes de confinement en béton des centrales nucléaires* [15]. Le personnel de la CCSN a examiné ce programme et fourni des commentaires. En raison de la décision de mettre fin à l'exploitation commerciale de la centrale et de la placer dans un état d'arrêt sûr, Hydro-Québec n'a fait que peu de progrès pour mener à bien ce programme.

Bien qu'il n'existe aucun risque immédiat au niveau de la sûreté, le rendement d'Hydro-Québec ne répondait pas aux exigences de son permis et aux attentes du personnel de la CCSN en ce qui concerne les points suivants :

- la gestion du programme d'assurance de la qualité, qui a entraîné des délais importants et fréquents au chapitre des essais, de l'entretien et du remplacement des appareils de protection contre les surpressions

- la mise en œuvre d'un programme d'inspection jugé acceptable et répondant aux exigences des normes N285.4-05, *Inspection périodique des composants des centrales nucléaires CANDU* [28], N285.5-08, *Inspection périodique des composants de confinement des centrales nucléaires CANDU* [16], et N287.7-08 [15] (en 2012, Hydro-Québec était en voie d'appliquer ces normes, mais on a interrompu ce processus en raison de la décision de mettre fin à l'exploitation commerciale de la centrale et de la placer dans un état d'arrêt sûr)
- la réalisation d'un essai de pressurisation de l'enceinte de confinement en béton, conformément aux exigences (en raison de la décision de mettre fin à l'exploitation commerciale de la centrale et de la placer dans un état d'arrêt sûr, le personnel de la CCSN a accepté la demande d'Hydro-Québec de ne pas effectuer cet essai)
- la mise en œuvre d'un programme jugé acceptable de gestion du vieillissement de l'enceinte de confinement en béton

Gestion du vieillissement et du cycle de vie

Les programmes de gestion du cycle de vie des tubes de force, des tuyaux d'alimentation et des générateurs de vapeur en vigueur à la centrale Gentilly-2 étaient tous satisfaisants.

Hydro-Québec a soumis un programme partiel de gestion du vieillissement de l'enceinte de confinement en béton. Ce programme a été élaboré afin de répondre aux exigences du document d'application de la réglementation RD-334, *Gestion du vieillissement des centrales nucléaires* [17]. Le personnel de la CCSN a examiné ce programme et fourni des commentaires. En raison de la décision de mettre fin à l'exploitation commerciale de la centrale et de la placer dans un état d'arrêt sûr, Hydro-Québec n'a fait que peu de progrès pour mener à bien ce programme.

3.4.7 Radioprotection

Le rendement dans le DSR « Radioprotection » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Gentilly-2. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Radioprotection » à la centrale Gentilly-2 répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Application du principe ALARA

Hydro-Québec a en place un programme ALARA qui intègre le principe ALARA à la planification, à l'établissement des calendriers ainsi qu'au contrôle du travail et qui répond aux exigences réglementaires.

Contrôle des doses des travailleurs

Au cours de la période de référence, aucun travailleur n'a reçu une dose de rayonnement dépassant les limites de dose réglementaires et aucun incident n'a occasionné une dose supérieure aux seuils d'intervention d'Hydro-Québec et devant être signalée. Les données sur les doses reçues à la centrale Gentilly-2 se trouvent à la section 2.7 et à l'annexe D.

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de type II de la mise en œuvre des mesures visant à apporter des améliorations à la surveillance et au contrôle de la contamination alpha. Cette inspection a permis de cerner un nombre d'aspects nécessitant des améliorations, particulièrement en ce qui a trait à la caractérisation, à la surveillance des lieux de travail et à la planification des travaux. Hydro-Québec a élaboré un plan de mesures correctives afin d'éliminer les lacunes et le personnel de la CCSN fera un suivi de la mise en œuvre de ce plan en 2013.

Dosimétrie individuelle

Hydro-Québec a continué de se conformer aux exigences relatives à la détermination et l'enregistrement des doses reçues par les travailleurs.

Contrôle de la contamination

Hydro-Québec a continué de mettre en œuvre des mesures afin de contrôler la contamination radioactive dans ses installations. Aucun événement n'a entraîné une contamination de surface supérieure aux seuils d'intervention.

Dose estimée au public

La dose au public rapportée dans le cas de la centrale Gentilly-2 est de 0,0044 mSv, ce qui est bien en deçà de la limite de dose pour le public, qui est de 1 mSv.

3.4.8 Santé et sécurité classiques

Le rendement dans le DSR « Santé et sécurité classiques » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Gentilly-2. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Santé et sécurité classiques » à la centrale Gentilly-2 répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Conformité au code du travail

À la centrale Gentilly-2, Hydro-Québec s'est conformée aux dispositions pertinentes de la *Loi sur la santé et la sécurité au travail* du Québec et de ses règlements.

Tenue des lieux et gestion des dangers

Les exigences relatives à la tenue des lieux et à la gestion des dangers ont été respectées à la centrale Gentilly-2. Lors de ses inspections en chantier, le personnel de la CCSN a décelé des non-conformités mineures qui, dans tous les cas, ont été corrigées immédiatement après avoir été signalées au titulaire de permis.

Gravité et fréquence des accidents

Selon les rapports soumis par le titulaire de permis, le taux de gravité des accidents a augmenté, passant de 7,0 qu'il était en 2011 à 7,5 en 2012 et la fréquence des accidents a également augmenté, passant de 1,6 en 2011 à 1,8 en 2012. Tous les accidents entraînant une perte de temps de travail ont eu lieu au cours de la première moitié de la période de référence et des améliorations ont été observées à ce chapitre au cours de la deuxième moitié. Plusieurs des blessures à Gentilly sont le résultat d'efforts pour soulever ou déplacer des objets.

3.4.9 Protection de l'environnement

Le rendement dans le DSR « Protection de l'environnement » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Gentilly-2. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Protection de l'environnement » à la centrale Gentilly-2 répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Contrôle des effluents et des émissions (rejets)

Les rejets de substances nucléaires dans les effluents gazeux et liquides sont demeurés inférieurs aux seuils d'intervention en matière d'environnement et aux LOD.

Système de gestion de l'environnement

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection du système de gestion environnemental d'Hydro-Québec et en examine présentement les résultats.

3.4.10 Gestion des urgences et protection-incendie

Le rendement dans le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Gentilly-2. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » à la centrale Gentilly-2 répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Préparation et intervention en cas d'urgence nucléaire

À la suite de l'exercice DERAD (Défense Radiologique) de novembre 2010 portant sur la gestion des urgences, la CCSN a remis une directive à Hydro-Québec lui demandant de corriger les processus de notification et de mobilisation afin de s'assurer qu'ils sont menés efficacement et rapidement. Le personnel de la CCSN a observé au cours d'un exercice en 2012 qu'Hydro-Québec avait réglé ce problème de conformité de façon adéquate.

Préparation et intervention en cas d'incendie

À la suite d'une inspection en 2011 portant sur l'équipe d'intervention en cas d'urgence, la CCSN a remis une directive à Hydro-Québec lui demandant de donner de la formation sur l'utilisation appropriée de l'équipement de communication. Le personnel de la CCSN a depuis observé qu'Hydro-Québec avait réglé ce problème de conformité de façon adéquate.

En raison de la décision d'Hydro-Québec de mettre fin à l'exploitation commerciale de la centrale et de la placer dans un état d'arrêt sûr ainsi que de l'annulation subséquente des exercices de simulation d'urgence, le personnel de la CCSN n'a pas effectué d'inspections du domaine particulier « Préparation et intervention en cas d'incendie ». Il a fait un suivi de ce domaine particulier à Gentilly-2 à l'aide des rapports soumis conformément au document d'application de la réglementation S-99 [1], dont les rapports trimestriels sur l'exploitation, et de la surveillance effectuée par les inspecteurs en poste au site.

3.4.11 Gestion des déchets

Le rendement dans le DSR « Gestion des déchets » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Gentilly-2. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Gestion des déchets » à la centrale Gentilly-2 répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Stockage et traitement des déchets

L'installation de déchets nucléaires de la centrale Gentilly-2, qui comprend l'aire de stockage des déchets radioactifs, l'installation de gestion des déchets radioactifs solides (IGDRS) phase I et l'aire de stockage à sec du combustible irradié, fait l'objet d'inspections régulières. Bien qu'il n'y avait pas risque imminent sur le plan de la sûreté, le personnel de la CCSN a déterminé en décembre 2011 que des améliorations devaient être apportées au chapitre de l'entretien de l'installation. En octobre 2012, le personnel de la CCSN a évalué les travaux réalisés par Hydro-Québec à ce chapitre et observé que l'entretien de l'installation était satisfaisant.

Plans de déclassement

Le gouvernement du Québec a annoncé que la centrale Gentilly-2 d'Hydro-Québec allait être mise à l'arrêt plus tôt que prévu, soit en décembre 2012. Parce que la mise à l'arrêt a lieu plus tôt que prévu, le plan de déclassement d'Hydro-Québec de 2010, l'estimation des coûts afférents et les garanties financières connexes ne sont plus à jour. On s'attend à ce qu'Hydro-Québec soumette une révision du plan de déclassement et de la garantie financière connexe.

3.4.12 Sûreté

Le rendement dans le DSR « Sûreté » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Gentilly-2. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée soit la même que celle des deux dernières années, mais on a observé une tendance à la baisse.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Sûreté » à la centrale Gentilly-2 répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Installations et équipements

Le projet d'amélioration des zones vitales a été réalisé à la centrale Gentilly-2. Le rendement du titulaire de permis dans le domaine particulier « Installations et équipements » a été efficace en 2012, mais quelques lacunes en matière de conformité ont cependant été décelées au cours d'une inspection de sécurité. Celles-ci avaient trait à un manque d'uniformité des procédures d'essai de l'équipement de sécurité et à un entretien préventif inadéquat des barrières de la zone protégée et de l'appareillage connexe. Le personnel de la CCSN est satisfait des mesures prises pour éliminer ces lacunes.

Contrôle d'accès

Les processus et procédures que le titulaire avait en place pour effectuer le contrôle d'accès étaient satisfaisants et son programme de cote d'accès au site répondait aux exigences réglementaires.

Formation, exercices et manœuvres

Hydro-Québec avait en place un programme de formation satisfaisant qui répondait aux exigences pertinentes du *Règlement sur la sécurité nucléaire* et aux documents d'application de la réglementation connexes. Le programme comprenait de la formation collective et intégrée pour la force d'intervention nucléaire et les agents de sécurité nucléaire.

Hydro-Québec continue de contribuer au programme de tests de rendement à ce chapitre en fournissant du personnel à l'Unité canadienne d'adversaires tactiques et du personnel de soutien essentiel pour le programme.

3.4.13 Garanties et non-prolifération

Le rendement dans le DSR « Garanties et non-prolifération » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Gentilly-2. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Garanties et non-prolifération » à la centrale Gentilly-2 répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Hydro-Québec a continué de mettre en œuvre et de maintenir à jour des programmes pour s'assurer que les mesures de garanties sont appliquées de manière efficace et que le Canada remplit ses obligations en matière de non-prolifération nucléaire.

L'AIEA n'a pas arrêté son choix sur la centrale Gentilly-2 pour effectuer une vérification du stock en 2012. En remplacement, la CCSN a effectué une évaluation du programme d'inventaire pour fournir à l'AIEA l'assurance que le niveau de préparation de l'installation aurait été adéquat si elle avait été choisie pour une vérification du stock. Hydro-Québec a soumis les données d'exploitation et de conception requises en temps opportun.

3.4.14 Emballage et transport

Le rendement dans le DSR « Emballage et transport » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Gentilly-2. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Emballage et transport » à la centrale Gentilly-2 répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Lors de la surveillance effectuée au site et de l'examen des rapports soumis conformément au document d'application de la réglementation S-99 [1], le personnel de la CCSN n'a décelé aucun problème de conformité dans ce domaine.

3.5 Point Lepreau

La centrale Point Lepreau est située sur la péninsule Lepreau, à 40 km au sud-ouest de la ville de Saint John. Propriété d'Énergie nucléaire Nouveau-Brunswick Inc. (Énergie NB), la centrale consiste en un seul réacteur CANDU ayant maintenant une capacité nominale de 705 MW(e) (mégawatts d'électricité), à la suite de la réfection achevée en 2012.

Le tableau 9 montre les cotes de rendement en matière de sûreté attribuées dans le cas de la centrale Point Lepreau. À la lumière des observations et des évaluations du rendement dans les DSR, le personnel de la CCSN a conclu que la centrale Point Lepreau a été exploitée de manière sûre. Suivant la structure actuelle des DSR, la cote intégrée de rendement était « satisfaisant », la même que celle des deux dernières années.

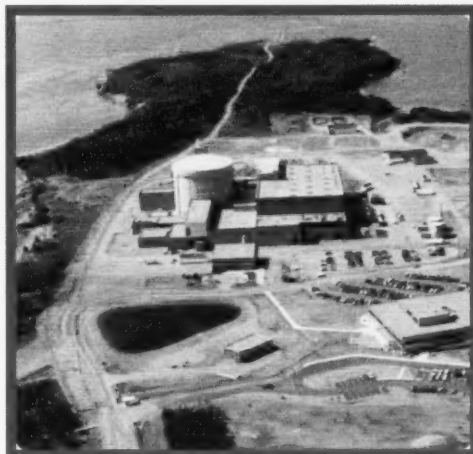


Tableau 9 : Cotes de rendement de la centrale Point Lepreau

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement	Moyenne des centrales
Système de gestion	SA	SA
Gestion du rendement humain	SA	SA
Conduite de l'exploitation	SA	SA
Analyse de la sûreté	SA	SA
Conception matérielle	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	SA	SA
Radioprotection	SA	SA
Santé et sécurité classiques	ES	ES
Protection de l'environnement	SA	SA
Gestion des urgences et protection-incendie	SA	SA
Gestion des déchets	SA	SA
Sécurité	SA	SA
Garanties et non-prolifération	SA	SA
Emballage et transport	SA	SA
Cote intégrée de la centrale	SA	SA

N.-B. :

- aucune information n'est présentée dans cette sous-section du rapport concernant les domaines particuliers des DSR pour lesquels les activités de conformité effectuées par le personnel de la CCSN n'ont révélé aucun fait d'importance
- l'information présentée ci-après est particulière à la centrale; les tendances générales n'y sont pas abordées (les observations portant sur l'ensemble des centrales sont fournies à la section 2)

3.5.1 Système de gestion

Le rendement dans le DSR « Système de gestion » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Point Lepreau. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Système de gestion » à la centrale Point Lepreau répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Système de gestion

Le permis d'exploitation d'Énergie NB a été renouvelé en 2012, et le manuel de gestion ainsi que les documents connexes ont été révisés pour se conformer aux exigences de la norme de la CSA N286-05 *Exigences relatives au système de gestion des centrales nucléaires* [2]. Le personnel de la CCSN a vérifié que le manuel et les documents révisés répondaient aux exigences.

En 2012, le programme de repérage des problèmes et de prise de mesures correctives à la centrale Point Lepreau a été considérablement amélioré et la participation de la direction aux activités quotidiennes de triage et aux réunions hebdomadaires entrant dans le cadre du programme a permis de réduire le retard au chapitre du nombre de mesures correctives en attente.

Rendement en matière de gestion

La participation enthousiaste de la direction au programme de repérage des problèmes et de prise de mesures correctives, p. ex. en assistant aux activités quotidiennes de triage, aux réunions hebdomadaires et aux réunions mensuelles d'examen par la direction, a contribué à une amélioration marquée des programmes d'autoévaluation et de prise de mesures correctives.

3.5.2 Gestion du rendement humain

Le rendement dans le DSR « Gestion du rendement humain » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Point Lepreau. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Gestion du rendement humain » à la centrale Point Lepreau répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Programme de rendement humain

Le programme de rendement humain en place à la centrale Point Lepreau et les pratiques de mise en œuvre connexes contribuent à un niveau d'excellence au chapitre de la sécurité des travailleurs.

Accréditation du personnel

Un nombre suffisant de personnes était disponible à la centrale Point Lepreau pour combler chacun des postes nécessitant une accréditation. Le personnel de la CCSN est confiant qu'en 2012, le personnel accrédité de la centrale Point Lepreau était apte à exercer ses fonctions de manière sûre et adéquate. Le titulaire de permis a continué de respecter les exigences en matière d'accréditation du personnel. Les processus et procédures d'accréditation du personnel étaient adéquats.

Examens d'accréditation initiale et tests de requalification

Au cours de la période de référence, Énergie NB n'a pas tenu d'examen à des fins d'accréditation initiale. Elle a cependant tenu des tests de requalification pour un groupe de chefs de quart et le taux de réussite a été de 100 %. En raison des activités de réfection, les autres tests de requalification originellement prévus au calendrier de 2012 ont été reportés au début de 2013.

Organisation du travail et conception de tâches

Une surveillance efficace des programmes relatifs aux heures de travail et à l'effectif minimal par quart a continué d'être effectuée à la centrale Point Lepreau. La réfection a entraîné un nombre plus grand d'heures travaillées de la part du personnel, mais des moyens additionnels en matière de surveillance et de soumission de rapports ont été établis afin d'évaluer et de tenir compte de la fatigue des travailleurs.



Des employés des titulaires de permis sont accrédités après avoir réussi des examens. Le personnel de la CCSN fait un suivi de leurs qualifications et de leurs heures de travail.

3.5.3 Conduite de l'exploitation

Le rendement dans le DSR « Conduite de l'exploitation » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Point Lepreau. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

Le personnel de la CCSN a jugé qu'Énergie NB a exploité la centrale Point Lepreau de manière sûre et conformément au fondement d'autorisation.

Réalisation des activités autorisées

En 2012, Énergie NB a poursuivi ses activités de réfection, la plupart des travaux étant terminés avant l'été. Les activités de remise en service et de redémarrage de la centrale ont suivi. L'exploitation commerciale de la centrale a repris le 23 novembre 2012. À partir de ce moment-là, le personnel de la CCSN a recommencé à effectuer une surveillance régulière des activités d'exploitation.

Un déclenchement du réacteur, lors des essais de mise en service, et une BCP ont eu lieu à la centrale Point Lepreau, une centrale à une seule tranche, mais aucun arrêt imprévu ou RRP n'a été enregistré à cette centrale. Ces événements étaient liés aux activités de retour en service. Le personnel de la CCSN a vérifié que pour tous les événements transitoires, le personnel d'Énergie NB avait suivi les procédures approuvées, analysé et évalué les causes fondamentales de l'événement et pris des mesures correctives appropriées.

Les inspections effectuées par le personnel de la CCSN ont révélé que le contrôle du matériel combustible en transit ne respectait pas les exigences. Pour donner suite à des mesures prises par la CCSN pour faire respecter la loi, Énergie NB a effectué une analyse des causes fondamentales, révisé des procédures de la centrale et mis sur pied une équipe pour régler les lacunes de contrôle. Des inspections effectuées plus tard par la CCSN ont révélé que la conformité aux exigences était acceptable et qu'Énergie NB avait répondu aux exigences relatives aux mesures de compensation.

La CCSN continue de surveiller le rendement d'Énergie NB au chapitre de la mise en œuvre des mesures compensatoires.

Gestion des accidents graves et rétablissement

Le personnel de la CCSN a élaboré un plan pour examiner les lignes directrices en matière de gestion des accidents graves (LDGAG) définies par Énergie NB. L'examen sera effectué en tenant compte des pratiques exemplaires internationales et en coordination avec les mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF).

3.5.4 Analyse de la sûreté

Le DSR « Analyse de la sûreté » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Point Lepreau. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

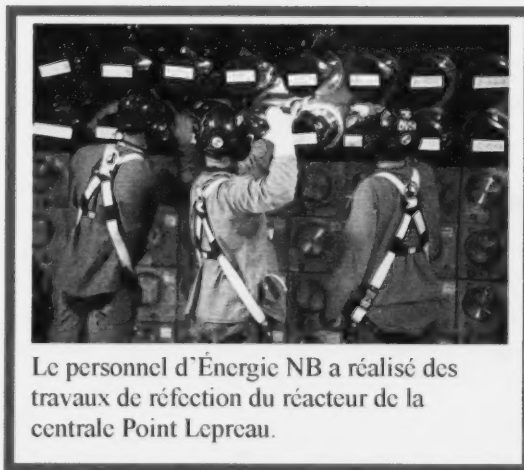
D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du DSR « Analyse de la sûreté » à la centrale Point Lepreau répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Analyse déterministe de la sûreté

Énergie NB a continué de faire des progrès en ce qui concerne la transition visant à se conformer au document d'application de la réglementation RD-310, *Analyses de la sûreté pour les centrales nucléaires* [5]. Cette transition comprend la détermination des écarts en regard du document RD-310, l'élaboration de principes et de lignes directrices pour les analyses de la sûreté et la mise en œuvre de plans pour mettre à jour le rapport de sûreté.

Étude probabiliste de sûreté

Énergie NB a continué de se conformer au document d'application de la réglementation S-294, *Études probabilistes de sûreté (ÉPS) pour les centrales nucléaires* [6]. Le programme d'EPS est devenu une condition du permis lors du renouvellement du permis d'Énergie NB. Cette dernière est tenue de mettre à jour ses EPS tous les trois ans.



Le personnel d'Énergie NB a réalisé des travaux de réfection du réacteur de la centrale Point Lepreau.

Évaluation des risques environnementaux

Le programme portant sur l'évaluation des risques environnementaux à la centrale Point Lepreau comprend l'atténuation des risques suivants :

- **Poisson** : Énergie NB a continué de maintenir et de mettre en œuvre un programme efficace d'évaluation et de gestion des risques environnementaux afin d'assurer la protection des poissons à la centrale Point Lepreau, conformément aux exigences de la CCSN. Il convient de noter qu'Énergie NB s'est engagée à mettre à jour l'évaluation des risques environnementaux d'ici le 31 décembre 2013, notamment un examen du fonctionnement et de l'efficacité de la prise d'eau du circuit d'eau de refroidissement conformément à la série de normes de la CSA N288.

- **Inondation** : Les titulaires de permis sont tenus, en vertu du document d'application de la réglementation S-294, *Études probabilistes de sûreté (ÉPS) pour les centrales nucléaires* [6], d'effectuer une EPS de niveau 2 pour les événements internes et externes, en prenant compte des conditions en exploitation normale et à l'arrêt. Énergie NB a réalisé des EPS de niveau 1 et 2 pour ces ainsi que pour les états d'exploitation normale et d'arrêt. Ces évaluations ont tenu compte des événements d'inondation possibles.
- **Eau souterraine**: Le programme de surveillance de l'eau souterraine en vigueur n'a pas décelé d'effets néfastes sur le système d'écoulement de l'eau souterraine.

3.5.5 Conception matérielle

Le rendement dans le DSR « Conception matérielle » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Point Lepreau. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Conception matérielle » à la centrale Point Lepreau répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Qualification de l'équipement

Le personnel de la CCSN a examiné la mise à jour du programme de qualification environnementale effectuée par Énergie NB dans le cadre de la prolongation de la durée de vie de la centrale. Énergie NB a fait des progrès mais des aspects nécessitent toujours des améliorations. Ces aspects étaient tous de peu d'importance sur le plan de la sûreté. Énergie NB est en voie de régler les problèmes mineurs et le personnel de la CCSN fait un suivi de la situation.

Conception et classification de système

Le personnel de la CCSN a effectué en 2011 une inspection du système d'alimentation électrique à la centrale Point Lepreau. Quatre avis de mesure à prendre ont été signifiés à la suite de cette inspection et Énergie NB a donné suite à ces avis en 2012. Deux d'entre eux ont été réglés, mais les deux autres sont toujours en suspens et Énergie NB fournira des mises à jour à la CCSN en 2013.

Énergie NB a remplacé les composants de l'ordinateur à commande numérique conformément à son plan d'entretien de cet ordinateur.

Le titulaire de permis a soumis des rapports portant sur des événements relatifs à la gestion des matériaux combustibles à l'intérieur de la centrale et sur des problèmes hérités ayant une incidence sur la disponibilité d'une partie du système de protection-incendie. Dans le cas de la gestion des matériaux combustibles, Énergie NB a pris des mesures compensatoires qui donnent l'assurance qu'un niveau de risque acceptable est maintenu jusqu'à ce que des solutions permanentes soient mises en œuvre. Le personnel de la CCSN continue de faire un suivi des progrès réalisés par le titulaire de permis pour se conformer à la norme de la CSA N293-07, *Protection contre l'incendie dans les centrales nucléaires CANDU* [10]. La mise en œuvre de cette norme doit être effectuée d'ici décembre 2014.

Facteurs humains dans la conception

Énergie NB a de nouveau démontré qu'elle faisait des progrès au chapitre des facteurs humains dans la conception. Des travaux sont en cours pour vérifier les améliorations additionnelles apportées à ses processus.

3.5.6 Aptitude fonctionnelle

Le rendement dans le DSR « Aptitude fonctionnelle » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Point Lepreau. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Aptitude fonctionnelle » à la centrale Point Lepreau répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Aptitude de l'équipement au service et performance de l'équipement

La centrale Point Lepreau ayant passé une bonne partie de l'année 2012 en réfection, peu d'opportunités se sont présentées pour évaluer l'aptitude de l'équipement au service et la performance de l'équipement, car le réacteur était en exploitation. Aucun problème de conformité n'a été décelé. Le personnel de la CCSN continue de surveiller ces domaines.

Entretien

Les examens et inspections effectués par le personnel de la CCSN n'ont révélé aucun problème d'importance sur le plan de la sûreté au chapitre de l'entretien. La valeur du coefficient d'exécution de l'entretien préventif (CEEP) à la centrale Point Lepreau est demeurée près de la valeur moyenne de l'ensemble des centrales nucléaires au cours des cinq dernières années et atteignait 82 % en 2012 (légèrement inférieure à l'objectif que visent les pratiques exemplaires du secteur nucléaire, soit 90 %). Le nombre de travaux d'entretien correctif en attente est demeuré faible et s'approchait de la valeur que visent ces pratiques. Le nombre de travaux d'entretien facultatif en attente était élevé lorsque le réacteur a été remis en service et le personnel de la CCSN continue de faire un suivi des mesures prises par le titulaire de permis pour réduire le nombre de travaux en attente, en effectuant de façon régulière des examens documentaires et des inspections.



Les nouvelles grappes de combustible sont inspectées avant d'être utilisées dans le réacteur.

Surveillance des structures, systèmes et composants (SSC)

Énergie NB a rapporté que trois systèmes de suppression des incendies à base de mousse et d'eau et qu'un ensemble de boyaux pour mousse à raccord manuel servant pour la protection de la génératrice de secours et d'un parc de réservoirs d'huile ne répondaient pas aux critères de conception. Énergie NB n'avait pas effectué d'inspections, d'essais ou l'entretien de ces systèmes. Des mesures compensatoires ont été prises pour assurer la disponibilité de certains systèmes de suppression des incendies. Le personnel de la CCSN continue de surveiller qu'Énergie NB se conforme aux exigences dans ce domaine.

Fiabilité des systèmes importants pour la sûreté

Le programme de fiabilité à la centrale Point Lepreau continuait de répondre aux exigences réglementaires stipulées dans le document d'application de la réglementation S-98, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires* [13].

Le nombre d'indisponibilités de chacun des systèmes spéciaux de sûreté a été moindre que les limites établies, sauf dans le cas du système de refroidissement d'urgence du cœur et du système de confinement. Les indisponibilités n'étaient pas importantes sur le plan de la sûreté. Énergie NB a pris des mesures appropriées pour éliminer les indisponibilités ainsi que des mesures correctives pour éviter qu'elles ne se reproduisent.

Intégrité structurale

Tout au long de l'arrêt à des fins de réfection entre 2008 et 2012, Énergie NB a effectué des inspections conformément aux programmes d'inspection périodique (PIP) en vigueur à la centrale et les normes pertinentes de la CSA, comme le requiert son permis d'exploitation. Le personnel de la CCSN est satisfait des résultats de ces inspections. Énergie NB a soumis des mises à jour des PIP afin de fournir de façon continue une assurance de l'intégrité structurale des composants majeurs de l'enveloppe sous pression, y compris les tubes de force, les tuyaux d'alimentation, les générateurs de vapeur, les structures de l'enceinte de confinement en béton et les composants de l'enceinte de confinement. Le personnel de la CCSN examine présentement ces programmes afin de déterminer s'ils sont acceptables.

Aucune détérioration de l'enveloppe sous pression importante sur le plan de la sûreté n'a été décelée en 2012 et le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des PIP à la centrale Point Lepreau répondait aux exigences réglementaires.

Énergie NB a réalisé les inspections et réparations des structures de l'enceinte de confinement requises et a ensuite effectué un essai pour déterminer le taux de fuite du bâtiment du réacteur avant de redémarrer le réacteur. Selon les résultats préliminaires, cet essai a été un succès.

Gestion du vieillissement et du cycle de vie

Énergie NB a soumis une révision du programme de gestion du vieillissement et d'inspection périodique des structures de l'enceinte de confinement en béton de la centrale Point Lepreau. Le personnel de la CCSN a examiné ce document et fourni des commentaires à Énergie NB. Les programmes de gestion du cycle de vie des tubes de force, des tuyaux d'alimentation et des générateurs de vapeur sont tous satisfaisants. Le personnel de la CCSN continue d'effectuer une surveillance dans ce domaine.

Inspections en service de la partie conventionnelle de la centrale

Énergie NB est tenue d'effectuer des inspections afin d'assurer l'intégrité structurale des systèmes et composants sous pression et des structures liées à la sûreté de la partie conventionnelle de la centrale qui sont importants pour la sûreté. Le personnel de la CCSN a fait un suivi des rapports trimestriels sur les enveloppes sous pression et l'exploitation de la centrale et n'a décelé aucun indice de détérioration de composants de la partie conventionnelle de la centrale importante pour la sûreté.

3.5.7 Radioprotection

Le rendement dans le DSR « Radioprotection » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Point Lepreau. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Radioprotection » à la centrale Point Lepreau répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Application du principe ALARA

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de type II de la radioprotection à la centrale Point Lepreau. Aucune non-conformité aux exigences réglementaires n'a été décelée. La CCSN a observé qu'Énergie NB a déterminé de manière systématique les activités pour contrôler la quantité de tritium dans le système modérateur et le circuit caloporteur primaire. Ces activités sont fondées sur une autoévaluation exhaustive et ont été approuvées par le comité ALARA de la centrale Point Lepreau. Le personnel de la CCSN continue de faire un suivi de la mise en œuvre de ces initiatives d'amélioration.

Contrôle des doses des travailleurs

Les activités de réfection de la centrale Point Lepreau ont été achevées en 2012. La dose totale reçue pendant ce projet s'élève à approximativement 12,3 personne-Sievert (p-Sv), soit en deçà des 12,7 p-Sv prévus.

Le programme de radioprotection à la centrale Point Lepreau a continué de donner l'assurance que des exigences sont en place pour contrôler les doses reçues par les travailleurs. Il n'y a pas eu au cours de la période de référence d'expositions au rayonnement ayant entraîné des doses aux travailleurs plus élevées que les limites réglementaires ou les seuils d'intervention. Les données sur les doses reçues à la centrale Point Lepreau se trouvent à la section 2.7 et à l'annexe D.

Énergie NB a rapporté en 2012 qu'elle avait achevé la mise en œuvre des mesures visant à apporter des améliorations à la partie du programme de radioprotection portant sur la surveillance et le contrôle de la contamination alpha. Le personnel de la CCSN prévoit évaluer ce programme en 2013.

Dosimétrie individuelle

Énergie NB a continué de se conformer aux exigences relatives à la détermination et l'enregistrement des doses reçues par les travailleurs, le personnel des entrepreneurs et les visiteurs.

Contrôle de la contamination

Énergie NB a continué de mettre en œuvre des mesures afin de contrôler la contamination radioactive. Aucun événement n'a entraîné une contamination de surface supérieure aux seuils d'intervention.

Dose estimée au public

La dose au public rapportée dans le cas de la centrale Point Lepreau est de 0,0006 mSv, ce qui est bien en deçà de la limite de dose pour le public qui est de 1 mSv.

3.5.8 Santé et sécurité classiques

Le rendement dans le DSR « Santé et sécurité classiques » surpassait les objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Point Lepreau. La cote « entièrement satisfaisant » lui a été attribuée, une amélioration par rapport aux deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Santé et sécurité classiques » à la centrale Point Lepreau surpassait les exigences réglementaires.

Conformité au code du travail

À la centrale Point Lepreau, Énergie NB s'est conformée aux dispositions pertinentes de la *Loi sur l'hygiène et la sécurité au travail*, de la *Loi sur les accidents de travail* et de la *Loi sur la Commission de la santé, de la sécurité et de l'indemnisation des accidents au travail* du Nouveau-Brunswick.

Tenue des lieux et gestion des dangers

En raison des activités de réfection, on a entreposé et évacué une quantité plus importante de matériel. Cependant, les inspections n'ont révélé aucun problème important de conformité en matière de sûreté en ce qui a trait à la tenue des lieux. Les travailleurs portaient l'équipement de protection individuelle approprié aux conditions ambiantes.

Gravité et fréquence des accidents

Selon les rapports soumis par le titulaire de permis, le taux de gravité des accidents est demeuré inchangé en 2012, soit 0, et la fréquence des accidents a augmenté légèrement, passant de 0,5 qu'elle était en 2011 à 0,7 en 2012. Ce taux de gravité des accidents est le plus faible de toutes les centrales nucléaires au Canada.

3.5.9 Protection de l'environnement

Le rendement dans le DSR « Protection de l'environnement » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Point Lepreau. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Protection de l'environnement » à la centrale Point Lepreau répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Les rejets de substances nucléaires dans les effluents gazeux et liquides sont demeurés considérablement inférieurs aux seuils d'intervention en matière d'environnement.

3.5.10 Gestion des urgences et protection-incendie

Le rendement dans le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Point Lepreau. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que l'année dernière et une amélioration par rapport à 2010.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » à la centrale Point Lepreau répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Préparation et intervention en cas d'urgence nucléaire

Au moment de remettre la centrale Point Lepreau en service, Énergie NB a fait une mise à niveau de son programme d'urgence nucléaire pour satisfaire aux exigences s'appliquant lorsqu'en exploitation normale et à pleine puissance. On a donné des cours et tenu des exercices en vue de la mise en œuvre du nouveau système de commande en cas d'incident nécessitant une intervention d'urgence. Un exercice d'urgence pleine échelle comprenant la participation

d'organismes de la province du Nouveau-Brunswick a eu lieu avec succès en mars 2012. Les organismes d'intervention sur le site et hors site ont été activés au cours de l'exercice. On a testé le système d'alerte du public et démontré la capacité d'interface avec les organismes de la province en matière d'opération.

Préparation et intervention en cas d'incendie

En raison du projet de réfection en cours, aucune inspection n'a eu lieu au regard des interventions en cas d'incendie. La surveillance des activités à la centrale Point Lepreau ayant trait aux interventions en cas d'incendie a continué d'être réalisée au moyen des rapports soumis conformément au document d'application de la réglementation S-99 [1] et de la surveillance effectuée par les inspecteurs de la CCSN en poste au site.

3.5.11 Gestion des déchets

Le rendement dans le DSR « Gestion des déchets » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Point Lepreau. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Gestion des déchets » à la centrale Point Lepreau répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Minimisation, ségrégation et caractérisation des déchets

Le personnel de la CCSN juge qu'Énergie NB a pris les mesures nécessaires au chapitre de la minimisation, ségrégation et caractérisation des déchets nucléaires générés par suite de l'exploitation de la centrale Point Lepreau. Énergie NB a en place un document intitulé *Ligne de conduite pour l'exploitation* qui décrit la gestion de ses déchets nucléaires à l'intérieur de la centrale nucléaire.

Stockage et traitement des déchets

Le site de la centrale Point Lepreau comprend une installation de gestion des déchets radioactifs solides (IGDRS). Cette installation n'est pas située juste à côté de la centrale nucléaire et les déchets doivent donc être transportés sur une courte distance en empruntant un chemin privé. Le personnel de la CCSN effectue une surveillance des transferts de déchets. Les déchets sont d'abord entreposés à l'intérieur de la centrale pour une courte période de temps avant d'être transférés pour entreposage à long terme à l'IGDRS. En tout temps, Énergie NB a démontré une gestion et un contrôle de l'entreposage des déchets uniformes et conformes aux exigences.

Plans de déclasserment

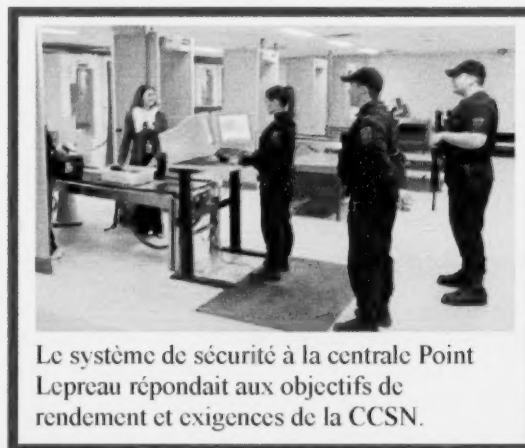
Le plan de déclasserment de la centrale Point Lepreau demeure valide et à jour. Il a été révisé en 2011 et il tient compte adéquatement des exigences réglementaires.

3.5.12 Sécurité

Le rendement dans le DSR « Sécurité » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Point Lepreau. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Sécurité » à la centrale Point Lepreau répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

On n'a décelé aucun problème de conformité d'importance. En ce qui a trait au domaine particulier « Formation, exercices et manœuvres », Énergie NB continue de soutenir le programme de tests du rendement en fournissant du personnel à l'Unité canadienne d'adversaires tactiques et du personnel de soutien essentiel pour le programme.



3.5.13 Garanties et non-prolifération

Le rendement dans le DSR « Garanties et non-prolifération » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Point Lepreau. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Garanties et non-prolifération » à la centrale Point Lepreau répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Énergie NB a continué de mettre en œuvre et de maintenir à jour des programmes à la centrale Point Lepreau pour assurer l'efficacité des mesures en matière de garanties et le respect des obligations du Canada en matière de non-prolifération nucléaire.

Énergie NB a soumis l'information d'exploitation et de conception requise en temps opportun. Cependant, pendant quelques mois, les rapports de comptabilisation provenant de la centrale Point Lepreau n'étaient pas entièrement complets ou exacts. La CCSN a informé Énergie NB de ces lacunes et continuera de surveiller étroitement le contenu de ces rapports.

L'AIEA a effectué à la centrale Point Lepreau une vérification du stock afin de s'assurer qu'aucun détournement de matières nucléaires n'avait eu lieu et de confirmer la validité des déclarations faites par les autorités du pays et l'exploitant de la centrale.

3.5.14 Emballage et transport

Le rendement dans le DSR « Emballage et transport » répondait aux objectifs de rendement et exigences pertinents de la CCSN à la centrale Point Lepreau. La cote « satisfaisant » lui a été attribuée, soit la même que celle des deux dernières années.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre des programmes dans le DSR « Emballage et transport » à la centrale Point Lepreau répondait à toutes les exigences réglementaires pertinentes.

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection du transport de matériel radioactif de la catégorie 7 et il conclut qu'Énergie NB se conforme aux exigences réglementaires. Le titulaire de permis a rapporté tous les transports effectués en temps opportun. Aucun événement d'importance n'a été rapporté. Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de problème de conformité en matière d'emballage et de transport

4. Développements et questions en matière de réglementation

Cette section donne des informations détaillées sur différents développements et questions en matière de réglementation concernant chacune des centrales, dont la délivrance de permis, les projets d'importance et les événements devant être signalés. L'information dans la présente partie est aussi à jour que le permet l'échéancier de préparation du Rapport sur les centrales nucléaires. Pour tenir compte de la complexité de plusieurs questions en matière de réglementation et du fait qu'elles sont continuellement en évolution, la période de référence pour la présente section s'étale sur une période de 16 mois (de janvier 2012 à avril 2013).

Renouvellement des permis

Deux permis d'exploitation de réacteur de puissance (PERP) ont été renouvelés au cours de la période allant de janvier 2012 à avril 2013 : celui de la centrale Point Lepreau en 2012 et celui de la centrale Darlington au début de 2013. Le renouvellement des permis des centrales Pickering-A et Pickering-B sera étudié en juin 2013.

Une fois que les permis des centrales Pickering-A et Pickering-B auront été renouvelés, tous les titulaires de permis de centrale nucléaire auront des permis d'exploitation comprenant un manuel des conditions du permis (MCP). Le processus de délivrance de permis selon une nouvelle présentation et accompagné d'un MCP, qui a débuté en 2009 lors du renouvellement des permis des centrales Bruce-A et Bruce-B, sera alors achevé.

Mise à jour - Fukushima Daiichi

À la suite de l'accident survenu à la centrale Fukushima Daiichi en 2011, la CCSN a émis une directive en vertu de l'alinéa 12(2) du Règlement général sur la sûreté et la réglementation nucléaires. Celle-ci demandait aux titulaires de permis d'examiner les leçons tirées de cet événement, de revoir leurs dossiers de sûreté, et de soumettre un rapport sur les plans de mise en œuvre de mesures pour éliminer tout écart d'importance. Les titulaires de permis ont réalisé les activités initiales requises. La CCSN a produit en 2012 le Plan d'action de la CCSN [29] qui liste des mesures à prendre particulières que les titulaires doivent mettre en œuvre d'ici la fin 2015. Des mises à jour sur ces mesures sont disponibles dans la présente section pour chacun des sites, sous la rubrique « Mise à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation ».

L'annexe F présente l'état des mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF) reflétant la situation au 30 avril 2013. Il est prévu de présenter à la Commission, en août 2013, une mise à jour différente et exhaustive sur les mesures prises à la suite de l'accident de Fukushima.

Les dossiers de toutes les 18 MPF devant être mises en œuvre à court terme ont été fermés ou faisaient l'objet d'un examen de la part du personnel de la CCSN afin de déterminer s'ils pouvaient être fermés. Cette situation est conforme aux échéances du *Plan d'action de la CCSN*, sauf dans le cas de la centrale Gentilly-2 où la majorité des MPF devant être mises en œuvre à court terme ont été mises en suspens en raison de la fin de son exploitation commerciale.

Rapports initiaux d'événement

Tout au long de l'année, les titulaires de permis sont tenus d'informer la CCSN lorsque des événements d'importance surviennent – ceux qui peuvent avoir un intérêt pour le public et les médias, ou qui peuvent constituer un risque potentiel pour la santé et la sécurité des personnes, pour la sécurité des Canadiens ou pour l'environnement.

Auparavant, les événements étaient rapportés au moyen d'un rapport de notification rapide. Ces rapports ont été remplacés par des rapports initiaux d'événement (RIE) qui sont soumis à la Commission sous la forme d'un *Rapport d'étape sur les centrales nucléaires*. À noter que le nombre de RIE ne constitue pas un indicateur de la sûreté des centrales nucléaires au Canada. Par exemple, les événements rapportés en 2012 et au début de 2013 étaient généralement de peu d'importance sur le plan de la sûreté. Les périodes de référence se chevauchant dans le cas des développements et des questions en matière de réglementation, les RIE qui sont produits au cours de la première partie de l'année seront rapportés dans deux rapports sur les centrales nucléaires consécutifs. Dans les sections sur chacune des centrales, on a utilisé un astérisque (*) pour indiquer les RIE qui ont été rapportés dans le rapport de l'année dernière.

Au total, quinze RIE ont été soumis au cours de la période de référence allant de janvier 2012 à avril 2013. Un sommaire des RIE est fourni dans les sections se rapportant à chacune des centrales.

4.1 Bruce-A et Bruce-B

4.1.1 Permis

Les permis d'exploitation des centrales Bruce-A et Bruce-B ont été renouvelés le 30 octobre 2009 pour une période de cinq ans (jusqu'au 31 octobre 2014), suivant le projet de réforme des permis de la CCSN. Il est prévu que les demandes de renouvellement des permis de ces centrales seront présentées vers la fin de 2013.

Modifications aux permis

Aucune modification n'a été apportée aux permis des centrales Bruce-A et Bruce-B au cours de la période de référence.

Révisions du manuel des conditions du permis

Quatre révisions du manuel des conditions du permis (MCP) de la centrale Bruce-A et deux du MCP de la centrale Bruce-B ont été effectuées entre janvier 2012 et avril 2013. Les modifications les plus importantes se trouvent au tableau 10.

Toutes les modifications ont été approuvées par le directeur général de la Direction de la réglementation des centrales nucléaires. Les modifications apportées aux MCP ne débordent pas des limites des permis.

Tableau 10 : Modifications apportées aux manuels de conditions du permis des centrales Bruce-A et Bruce-B

Section	Description de la modification	Nature de la révision	MCP
2.1	Ajout du document de la CCSN intitulé <i>Objectifs et critères du personnel de la CCSN relativement aux limites d'heures de travail des titulaires de permis</i>	Technique	Bruce-A et Bruce-B
4.3	L'information relative à la norme de la CSA N287.7 (résultats et dates des essais pour déterminer le taux d'infiltration des bâtiments sous vide) a été mise à jour et des renseignements concernant les plans de gestion du cycle de vie ont été ajoutés.	Administrative	Bruce-A et Bruce-B
5.1	Ajout des parties 1 et 2 du rapport de sûreté de la centrale Bruce-B 2012/13	Administrative	Bruce-B
7.1*	Ajout du document d'application de la réglementation G-217, <i>Les programmes d'information publique des titulaires de permis aux critères de vérification de la conformité (CVC) de la section 7.1</i>	Administrative	Bruce-A et Bruce-B
7.1	Dans les CVC de la section 7.1, le document d'application de la réglementation G-217, <i>Les programmes d'information publique des titulaires de permis</i> a été remplacé par le document d'application de la réglementation RD/GD-99.3, <i>L'information et la divulgation publiques</i> [24].	Administrative	Bruce-A et Bruce-B
8.1	Le tableau 2 (Sommaire des rapports réguliers sur l'environnement) de la section 8.1 a été mis à jour.	Administrative	Bruce-A et Bruce-B
9.1	Ajout du document d'application de la réglementation G-129, <i>Maintenir les expositions et les doses au « niveau le plus bas qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre (ALARA) »</i> [30].	Technique	Bruce-A et Bruce-B
10.	Ajout des exigences et attentes de la CCSN en matière de sécurité	Technique	Bruce-A et Bruce-B
11.1	Ajout du document d'application de la réglementation RD-336, <i>Comptabilisation et déclaration des matières premières</i> [21].	Technique	Bruce-A et Bruce-B

Section	Description de la modification	Nature de la révision	MCP
13.3	Ajout d'un prérequis pour pouvoir monter la puissance au-dessus de 50 % de la pleine puissance (ceci constitue une solution acceptable au problème relatif au système de gaz annulaire, à la tranche 1 seulement)	Technique	Bruce-A
13.3	Changement des conditions liées au point d'arrêt avant de monter la puissance de 50 % pleine puissance (PP) à 90 % PP à la tranche 1, afin d'allouer plus de temps pour la mise en service du système du gaz annulaire.	Technique	Bruce-A

* Cette modification figurait également dans le Rapport sur les centrales nucléaires pour 2011 puisque la modification avait été apportée le 3 février 2012 (à l'intérieur des périodes de référence de ces rapports pour 2011 et 2012).

Progrès réalisés au chapitre des engagements pris dans le cadre du permis

Programme de suivi de l'évaluation environnementale à la centrale Bruce-A

Bruce Power a continué de mener des activités relatives au programme de suivi ayant trait à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (1992). Dans le cadre de ce programme, et en collaboration avec des groupes autochtones et d'autres parties intéressées, un programme de surveillance à long terme du grand corégone a été mis en œuvre.

À la centrale Bruce-A, Bruce Power a continué de mettre en œuvre le programme de suivi de l'évaluation environnementale (EE). Le cinquième rapport annuel (2011) a été soumis à la CCSN est a fait l'objet d'un examen en 2012. Le personnel de la CCSN a continué de travailler en collaboration avec Environnement Canada, des groupes autochtones et d'autres parties intéressées sur des questions soulevées par le programme de suivi de l'EE, comme les effets sur les achigans à petite bouche et les ménominis ronds. Les commentaires de la CCSN ont été pris en compte par Bruce Power et ils seront inclus au programme d'EE de 2012.

Bruce Power a réalisé toutes les études de référence requises avant les programmes d'EE liés à la réfection et toutes les études portant sur la phase d'exploitation peuvent commencer en 2013. Ces études comprennent la surveillance des effets d'entraînement et d'impact sur les différentes espèces de poissons et la surveillance des effets thermiques avec les quatre tranches en exploitation à la centrale Bruce-A.

Consultation des groupes autochtones

Dans le cadre du programme d'EE à la centrale Bruce-A, Bruce Power et la bande de la nation des Ojibway Saugeen ont poursuivi leur coopération visant l'élaboration d'un programme de recherche pour répondre aux inquiétudes de cette Nation au sujet des études de l'écologie du grand corégone. Le personnel de la CCSN continue de travailler en consultation avec Bruce Power et cette Nation.

4.1.2 Mises à jour sur les projets et initiatives d'importance

Prolongation de la durée de vie utile des tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A

Bruce Power a effectué la remise en service des tranches 1 et 2 en 2012, malgré différentes difficultés techniques rencontrées pendant le projet de réfection. La réfection des tranches 1 et 2 a demandé passablement d'efforts de la part de Bruce Power et du personnel de la CCSN.

Bruce Power a découvert pendant la mise en service de la tranche 1 que la circulation dans un nombre limité de canaux du système du gaz annulaire était obstruée. Ce système sert à la détection précoce des fuites, en surveillant le point de rosée du gaz à l'extérieur des tubes de force dans les canaux de combustible. Si la surveillance du point de rosée ne peut se faire dans les

canaux obstrués, la sûreté n'est pas pour autant compromise parce que d'autres méthodes de détection de fuite de liquide procurent une détection précoce suffisante. Le personnel de la CCSN a approuvé l'exploitation du réacteur de façon limitée même s'il y avait obstruction de la circulation dans ce système parce que les tubes de force sont nouveaux et qu'il existe d'autres moyens de détecter les fuites. En mai 2013, le personnel de la CCSN a accepté une modification du système de gaz annulaire. Parce qu'on avait confirmé que tous les éléments du plan intégré de mise en œuvre relatif à l'autorisation de suspendre les mesures garantissant l'état d'arrêt du réacteur avaient été réalisés, le personnel de la CCSN a donné son accord pour franchir le point d'arrêt final, permettant ainsi d'accroître la puissance du réacteur au-delà de 50 % à la tranche 1 de la centrale Bruce-A.

Dans le cas de la tranche 2, un défaut de fabrication de la nouvelle génératrice a causé un déclenchement de la turbine pendant la phase de préparation pour effectuer la première synchronisation au réseau électrique, au début de mai 2012. La génératrice a subi des dommages importants et elle a dû être remplacée. Tous les systèmes de sûreté ont fonctionné comme prévu à la conception et le réacteur n'a jamais été en danger. Cependant, le projet de réfection a été retardé de plusieurs mois. Après que la génératrice eut été remplacée, toutes les activités de mise en service ont été effectuées et la tranche 2 a été remise en service. Le personnel de la CCSN a donné l'autorisation de franchir tous les points d'arrêt et la tranche fait présentement l'objet d'une surveillance réglementaire régulière.



Tubo-alternateur de la tranche 1 de Bruce Power.

Projet de gestion de la durée de vie des canaux de combustible

En 2009, Bruce Power, OPG et EACL ont entrepris ensemble un projet exhaustif de recherche et de développement afin d'étudier la possibilité d'exploiter les tubes de force au-delà de la période actuellement autorisée. OPG vise à s'assurer que la poursuite de l'exploitation de ses tranches à la centrale Darlington demeure flexible, en amassant des données critiques sur les questions de vieillissement qui pourraient autrement limiter la durée de vie de ses canaux de combustible. Un protocole décrivant le partage des rôles et responsabilités directeurs entre les titulaires de permis et le personnel de la CCSN a été signé au cours de la période de référence.

Ce projet portera sur des phénomènes ayant une incidence sur les mécanismes de détérioration qui limitent la durée de vie des canaux de combustible. Deux des phénomènes ayant la plus grande priorité à cause de leur incidence sur la prolongation de l'exploitation sont :

- le contact possible entre les tubes de force et les tubes de calandre dû à la perte d'intégrité des ressorts d'espacement ou à leur déplacement
- une concentration plus élevée de deutérium dans les tubes de force et son incidence sur les propriétés des matériaux comme la résistance aux fractures au fur et à mesure que les heures d'exploitation augmentent

Le personnel de la CCSN a continué d'examiner les documents soumis par le titulaire de permis concernant ces phénomènes à haute priorité conformément au protocole décrivant le partage des rôles et responsabilités directeurs entre les titulaires de permis et le personnel de la CCSN.

Grappes de combustible à 37 éléments modifiées

La conception des grappes de combustible à 37 éléments modifiées est une modification mineure de la conception du combustible présentement en usage. Le diamètre de la tige centrale des nouvelles grappes de combustible est plus petit, permettant ainsi un débit plus grand de caloporteur au centre de la grappe, augmentant ainsi les marges globales en ce qui a trait à la puissance critique de canal. Cette modification visait à accroître le rendement thermohydraulique, de façon à compenser les effets du vieillissement du circuit caloporteur primaire et restaurer les marges de sûreté qu'offre la conception du système en augmentant la puissance à laquelle l'assèchement des gaines du combustible commence dans le cas de la conception actuelle.

Bruce Power a l'intention d'utiliser ce type de grappe de combustible dans les réacteurs des centrales Bruce-A et Bruce-B. Il est prévu d'effectuer le rechargement des tranches 3 et 4 de la centrale Bruce-A en 2013, ainsi que celui des tranches 1 et 2 de cette centrale par la suite. Bruce Power a soumis le dossier de sûreté à l'appui à la CCSN et son personnel a examiné tous les aspects de sûreté liés au chargement du cœur.

En janvier 2013, Bruce Power a reçu l'autorisation de la CCSN d'utiliser les grappes de combustible à 37 éléments modifiées aux tranches de la centrale Bruce-A. La CCSN s'attend à ce que Bruce Power fasse plus tard en 2013 une demande pour utiliser ce type de combustible aux tranches de la centrale Bruce-B.

4.1.3 Mises à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Programme de surveillance de la contamination alpha

Depuis l'événement survenu en 2009 mettant en cause de la contamination alpha, Bruce Power a amélioré son programme de surveillance de cette contamination et a démontré son engagement à apporter des améliorations à la surveillance et au contrôle des dangers que présente cette contamination. Le personnel de la CCSN juge que Bruce Power a apporté des améliorations au chapitre de la surveillance et du contrôle de la contamination alpha. Dans le cadre du plan de conformité de référence, le personnel de la CCSN continue à vérifier la mise en œuvre efficace de ces améliorations au programme. Le dossier relatif aux mesures réglementaires à prendre en ce qui concerne cet événement est maintenant fermé.

Restauration de la marge de sûreté dans les cas de grosses pertes de caloporteur

Étant donné le temps relativement long requis pour résoudre les questions de sûreté liées aux grosses pertes de caloporteur (GPERCA), la CCSN a émis une position réglementaire provisoire au cas où des faits nouveaux, découlant de la recherche, d'analyses ou de l'exploitation des centrales, pourraient avoir une incidence sur les marges de sûreté dans les cas de GPERCA. Cette position provisoire demeurera en vigueur jusqu'à ce que les recommandations du groupe de travail du COG sur les GPERCA soient acceptées par la CCSN et pleinement mises en œuvre aux centrales nucléaires.

Protection contre les surpuissances neutroniques

Bruce Power a continué d'utiliser une nouvelle méthode pour analyser les surpuissances neutroniques afin d'évaluer les conditions de vieillissement les plus importantes sur le plan de la sûreté. Le système de protection contre les surpuissances neutroniques comprend des détecteurs de flux distribués dans le cœur, ceux-ci fournissant des mesures instantanées du flux neutronique partout dans le cœur. Si un transitoire incontrôlé de la puissance du réacteur se produit, avec augmentation du flux neutronique, un arrêt du réacteur est déclenché une fois que le seuil de déclenchement sur surpuissance neutronique est atteint, afin que l'intégrité du combustible ne soit pas mise en danger.

Tous les rapports relatifs à la protection contre les surpuissances neutroniques ont été soumis à la CCSN et ont été examinés par son personnel en 2012. Celui-ci a présenté les résultats de son examen de cette protection à la Commission en août 2012 et le rapport des progrès réalisés par la CCSN a été envoyé à Bruce Power en 2013. Se fondant sur les examens d'activités qu'elle a effectués jusqu'à maintenant, Bruce Power a affirmé que les seuils actuels de déclenchement sur surpuissance neutronique sont adéquats pour assurer l'exploitation sûre de leurs centrales. Le personnel de la CCSN a demandé des renseignements additionnels à Bruce Power en avril 2013 et il a prolongé la période de validité des pratiques courantes relatives à ces seuils. Cette prolongation s'étendra jusqu'à ce que le personnel de la CCSN ait effectué son examen des renseignements additionnels et accepté ces derniers, sans toutefois dépasser 12 mois.

Réponse aux événements survenus à la centrale Fukushima Daiichi

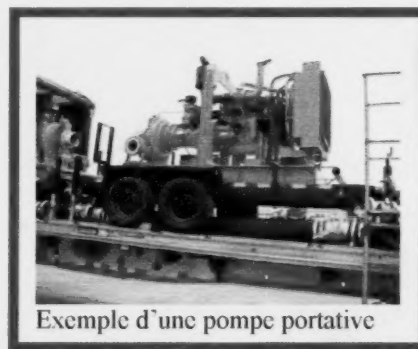
Pour donner suite au *Plan d'action de la CCSN* [29], le personnel de la CCSN a élaboré un projet pour faire le suivi de la mise en œuvre des 36 mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF) propres à chacun des sites. De plus, il a mis sur pied un groupe de travail sur les bilans périodiques de la sûreté pour donner suite à la recommandation du Groupe de travail sur Fukushima de renforcer la surveillance réglementaire en mettant en œuvre un processus de bilan périodique de la sûreté.

Bruce Power a continué de soumettre des mises à jour sur les leçons tirées de l'accident de Fukushima Daiichi, notamment les examens de la sûreté des centrales Bruce-A et Bruce-B et son calendrier relatifs aux améliorations découlant de cet accident. Le personnel de la CCSN a accepté le plan et le calendrier de Bruce Power relativement à l'installation de recombineurs autocatalytiques passifs. Bruce Power a mis en œuvre des éléments-clés des LDGAG pour les événements mettant une seule tranche en cause. Le personnel de la CCSN a observé que Bruce Power est prête à faire face aux situations d'urgence potentielles.

Des trente-six MPF, trente-cinq s'appliquaient à la centrale Bruce-A, le même nombre qu'à la centrale Bruce-B. À la fin de 2012, tous les dossiers des MPF devant être mises en œuvre à court terme avaient été fermés pour les centrales Bruce-A et Bruce-B. Des progrès considérables ont été réalisés relativement à des sujets clés tels que :

- **Amélioration des interventions en cas d'urgence** : Bruce Power a effectué la construction d'un centre de gestion des urgences, et est à la recherche d'emplacements de rechange pour ce centre. Elle prévoit élaborer un programme amélioré d'exercices et de manœuvres, en se fondant sur les leçons tirées de l'exercice « Huron Challenge – Trillium Resolve ». Des travaux considérables sont présentement en cours pour mettre en place un système de surveillance à distance hors site, notamment l'élaboration de plans préliminaires pour tester différents types de moniteurs. Voir les MPF 4.1.1 à 5.3.1 à l'annexe F.

- **Acquisition et mise en place d'équipement d'atténuation en cas d'urgence** : On a fait l'acquisition et mis en place de l'équipement, comprenant des pompes et génératrices portatives au diesel. Cet équipement s'ajoute à l'équipement d'urgence et de secours déjà en place. Des lignes directrices et procédures pour l'utilisation du nouvel équipement ont été publiées. Ces lignes directrices incluent des procédures de validation pour la formation. Voir la MPF 1.11.1 à l'annexe F.



Exemple d'une pompe portative

- **Lignes directrices en matière de gestion des accidents graves (LDGAG)** : Plusieurs activités ont été effectuées ou sont en voie de l'être à ce chapitre. Des activités sont en cours pour mettre à jour le fondement technique et les documents génériques dans les LDGAG de façon à couvrir les événements mettant en cause plusieurs tranches et la pérennité des instruments. Voir la MPF 3.1.2 à l'annexe F.
- **Mises à niveau de la conception** : Les mises à niveau liées à l'évaluation de sources de rechange pour effectuer un appoint d'eau au réacteur comprennent l'installation de conduites d'appoint externes et une mesure visant à établir une capacité plus grande de décharge vers la voûte via la calandre. Par exemple, Bruce Power a rapporté que le raccordement de conduites d'appoint d'eau aux générateurs de vapeur de toutes les tranches des centrales Bruce-A et Bruce-B a été effectué. Une évaluation de la faisabilité d'installer une protection contre les surpressions pour les boucliers thermiques des centrales Bruce-A et Bruce-B est présentement en cours. Voir les MPF 1.2.3 et 1.7.1 à l'annexe F.

4.1.4 Rapports initiaux d'événement

Comme le montre le tableau 11, six rapports initiaux d'événement (RIE) ont été soumis dans le cas des centrales Bruce-A et Bruce-B au cours de la période allant de janvier 2012 à avril 2013. Globalement, les événements faisant l'objet d'un RIE étaient de peu d'importance sur le plan de la sûreté.

Tableau 11: Rapports initiaux d'événement – centrales Bruce-A et Bruce-B

Sujet	Brève description
<p>* Incident déclaré à la centrale Bruce-A dû à une alarme indiquant la présence de tritium dans le bâtiment de service auxiliaire</p>	<p>Le 23 janvier 2012, un opérateur préposé à l'eau lourde a informé le personnel de la salle de commande de la centrale Bruce-A qu'un camion citerne transportant de l'eau lourde provenant de la centrale Bruce-B et devant être entreposée dans le bâtiment de service auxiliaire de la centrale Bruce-A avait activé les alarmes des détecteurs dans ce bâtiment (sa destination finale). Ces camions n'empruntent jamais les routes publiques et sont dédiés exclusivement au transport de l'eau lourde sur le site des centrales nucléaires, celui-ci étant une zone contrôlée sur le plan de la sûreté. L'origine du camion, son trajet et sa destination étaient tous à l'intérieur du site de Bruce qui constitue une zone contrôlée.</p> <p>Le personnel dans le bâtiment de service auxiliaire à la centrale Bruce-A a été évacué immédiatement après que l'alarme ait été reçue. Des mesures ont été prises et une zone d'exclusion a été établie afin de prévenir des expositions imprévues.</p> <p>Cet événement a été signalé à la Commission le 6 février 2012 par l'entremise du document aux Commissaires (CMD) 12-M8. En ce qui a trait à cet événement, la soumission de ce CMD complétait le processus de notification de la Commission par le personnel de la CCSN.</p>
<p>* Perte partielle de l'alimentation électrique de catégorie III et IV à la tranche 0 de la centrale Bruce-A</p>	<p>Le 8 février 2012, alors qu'un essai prévu était en cours, un déclenchement électrique s'est produit. L'alimentation de secours ayant été isolée dans le cadre de l'essai, elle n'était donc pas disponible. Ceci a entraîné une perte d'alimentation électrique aux zones communes de la centrale Bruce-A.</p> <p>Les opérateurs ont réagi rapidement afin de brancher une alimentation électrique de rechange. En aucun temps, l'alimentation électrique de la salle de commande principale ou la possibilité de communiquer à l'extérieur de la centrale n'ont été interrompues. Les tranches en exploitation n'ont pas été touchées.</p> <p>Bruce Power a déterminé que, conformément au plan provincial d'intervention en cas d'urgence nucléaire et à ses propres procédures, cet événement devait être rapporté. Des avis ont été transmis au Centre provincial des opérations d'urgence et à la CCSN tel que requis.</p> <p>Cet événement a été signalé à la Commission le 6 février 2012 par l'entremise du document aux Commissaires (CMD) 12-M10. En ce qui a trait à cet événement, la soumission de ce CMD complétait le processus de notification de la Commission par le personnel de la CCSN.</p>
<p>Faible concentration de tritium détectée dans l'eau prélevée au point de déversement du système d'eau d'urgence (SEU) de la centrale Bruce-B</p>	<p>Au moment d'effectuer un essai de système de sûreté le 26 avril 2012, on a pris des échantillons de l'eau du système d'eau d'urgence (SEU) au point de déversement de ce système afin de vérifier la concentration d'hydrazine, conformément à l'engagement pris auprès d'Environnement Canada de vérifier que le rejet d'hydrazine était inférieur aux limites prescrites dans le certificat d'approbation. La quantité d'hydrazine rejetée étant plus élevée que prévu, toutefois inférieure aux limites prescrites, plusieurs analyses additionnelles ont été effectuées, dont une pour la présence de tritium.</p> <p>Les résultats relatifs au tritium ont été reçus le 2 mai 2012 et ils indiquaient que la concentration en tritium des échantillons prélevés au point de déversement du SEU était $9,6 \times 10^4$ Bq/L et $1,5 \times 10^5$ Bq/L. Bien que faibles, ces concentrations sont plus élevées que la limite stipulée dans les objectifs de la province en matière de qualité de l'eau, soit $7,0 \times 10^3$ Bq/L. L'échantillon original a été analysé à nouveau pour confirmer la concentration élevée de tritium. Un autre échantillon a été prélevé au même endroit le 2 mai 2012. Les résultats ont démontré qu'il n'y avait pas de rejet en cours et que la concentration en tritium était inférieure à la limite minimale de détection.</p> <p>Le titulaire de permis a pris des mesures appropriées afin de prévenir d'autres rejets. On n'a pas observé d'effets négatifs sur l'environnement à la suite de cet événement.</p> <p>Cet événement a été signalé à la Commission le 21 juin 2012 par l'entremise du</p>

Sujet	Brève description
	document aux Commissaires (CMD) 12-M34. En ce qui a trait à cet événement, la soumission de ce CMD complétait le processus de notification de la Commission par le personnel de la CCSN.
Déclenchement du transformateur du système d'excitation à la tranche 1 de la centrale Bruce-A	<p>Le 24 août 2012, au moment d'alimenter pour la première fois un transformateur situé dans la partie conventionnelle de la centrale, un défaut électrique s'est produit occasionnant un petit feu de transformateur. Le personnel surveillant l'essai a remarqué de la fumée s'échappant d'une pièce d'équipement électrique et en a informé le membre approprié du personnel de gestion de la centrale. Les avertisseurs d'incendie ont été actionnés comme prévu. Au cours de l'événement, la barre électrique a été isolée par l'action de relais de protection, entraînant l'alimentation électrique de la pompe n°. 4 du circuit caloporteur primaire. Comme prévu, la pression et la température de ce circuit se sont stabilisées à 7,3 MPa et 150 °C.</p> <p>Par mesure de prudence, deux travailleurs ont été envoyés à l'hôpital pour une éventuelle inhalation de fumée et on a confirmé qu'ils n'avaient pas été affectés. Ils ont été libérés pendant le même quart de travail et sont retournés à leur travail régulier.</p> <p>Cet événement a été signalé à la Commission le 12 septembre 2012 par l'entremise du document aux Commissaires (CMD) 12-M50. En ce qui a trait à cet événement, la soumission de ce CMD complétait le processus de notification de la Commission par le personnel de la CCSN.</p>
	<p>Le 16 décembre 2012, Bruce Power a rapporté qu'on avait découvert une fuite de carburant diesel provenant d'une conduite souterraine entre la génératrice de secours et le réservoir de diesel. La fuite a été colmatée et il n'y a eu aucune conséquence sur la sûreté ou l'environnement. L'événement a été rapporté immédiatement au ministère de l'Environnement de l'Ontario (MEO). Des agents de ce ministère et du Technical Standards and Safety Authority (TSSA) sont venus au site pour inspecter l'endroit où la fuite avait eu lieu. Bruce Power continue de surveiller les berges, aidée par des entrepreneurs externes possédant une expertise dans ce domaine, et a pris toutes les mesures nécessaires pour prévenir toute incidence sur l'environnement en raison de cette fuite de carburant diesel.</p> <p>Cet événement a été signalé à la Commission le 16 janvier 2013 par l'entremise du document aux Commissaires (CMD) 13-M4 et divulgué sur les sites Web du titulaire de permis et de la CCSN. Le personnel de la CCSN continue de faire un suivi de cet incident et présentera une mise à jour finale à la Commission.</p>
Perte totale de l'alimentation électrique de catégorie IV à tranche 8 de la centrale Bruce-B	<p>Le 3 février 2013, une perte totale de l'alimentation électrique de catégorie IV a eu lieu à la tranche 8 en raison d'un essai du transformateur de service des systèmes. Comme prévu, un arrêt de la tranche a eu lieu de manière sûre et l'alimentation électrique a été restaurée immédiatement à partir d'une source de relève. Des défaillances de l'équipement auxiliaires se sont produites au cours du transitoire, mais elles ont été prises en compte de manière adéquate par des mesures prises par les opérateurs.</p> <p>L'événement a été rapporté conformément au document d'application de la réglementation S-99[1] et divulgué sur les sites Web du titulaire de permis et de la CCSN. Le personnel de la CCSN a effectué une inspection relativement à cet incident et a conclu que les travailleurs n'avaient subi aucune blessure et qu'il n'y avait pas eu de conséquences radiologiques ou de rejets d'importance à l'environnement. De plus, on a conclu que le titulaire de permis avait pris les mesures nécessaires pour s'assurer que la tranche est demeurée dans un état sûr en tout temps.</p> <p>La tranche 8 a été remise en service le 11 février 2013, après que le personnel de la CCSN eut accordé son autorisation. Cet événement a été signalé à la Commission le 20 février 2013 par l'entremise du document aux Commissaires (CMD) 13-M13. En ce qui a trait à cet événement, la soumission de ce CMD complétait le processus de notification de la Commission par le personnel de la CCSN.</p>

* Cet événement a déjà été rapporté dans le Rapport 2011 sur les centrales nucléaires.

4.2 Darlington

4.2.1 Permis

Le permis d'exploitation de la centrale Darlington été renouvelé en février 2013 pour une période de 22 mois (jusqu'au 31 décembre 2014). Le permis de la centrale Darlington a été délivré selon une nouvelle présentation et accompagné d'un manuel des conditions du permis (MCP).

Modifications au permis

Trois modifications ont été apportées à la version précédente du permis d'exploitation d'un réacteur de puissance (PERP) de la centrale Darlington entre le 1^{er} janvier 2012 et le 28 février 2013. Le permis actuel de la centrale Darlington n'a pas été modifié depuis son entrée en vigueur le 1^{er} mars 2013. Le tableau 12 donne des renseignements additionnels au sujet des modifications.

Tableau 12 : Modifications apportées au permis d'exploitation d'un réacteur de puissance de la centrale Darlington

N° du PERP – date d'entrée en vigueur	Description de la modification
13.17/2013 – 7 février 2012	Remplacement de la révision 5 du document <i>Contrôle des changements organisationnels</i> par la révision 6
	Remplacement de la révision 0 du document <i>Limites opérationnelles dérivées et seuils d'intervention en matière d'environnement</i> par la révision 1
13.18/2013 – 24 avril 2012	Remplacement de la révision 9 du document <i>Effectif de la centrale par quart</i> par la révision 10
	Remplacement de la révision 5 du document <i>Rapport sur la sécurité à la centrale nucléaire Darlington</i> par la révision 6 et ajout d'une lettre pour modifier l'effectif minimal par quart dans le cas du personnel de sécurité
	Remplacement de la révision 24 du document <i>Ligne de conduite pour l'exploitation de la centrale Darlington</i> par la révision 25
	Corrections de nature administrative apportées aux conditions du permis liées aux modifications approuvées dans le PERP 13.17/2013
13.19/2013 – 19 décembre 2012	Mise à jour de la garantie financière globale d'OPG

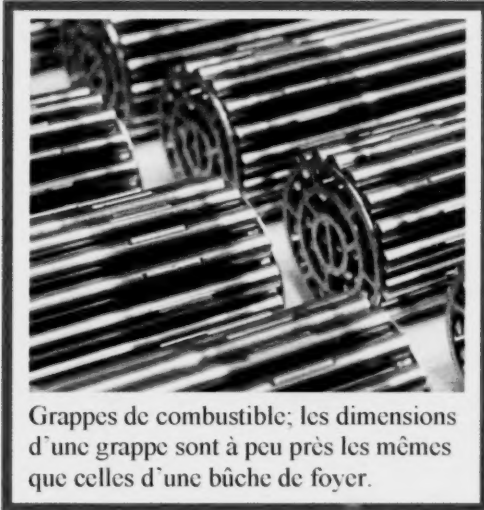
Révisions du manuel des conditions du permis

Le MCP de la centrale Darlington a été produit le 1^{er} mars 2013. Aucune révision n'a été apportée à ce manuel pendant la période de référence.

4.2.2 Mises à jour sur les projets et initiatives d'importance

Grappes de combustible à 37 éléments modifiées

La conception des grappes de combustible à 37 éléments modifiées est une modification mineure de la conception du combustible présentement en usage. Le diamètre de la tige centrale des nouvelles grappes de combustible est plus petit, permettant ainsi un débit plus grand de caloporteur au centre de la grappe, augmentant ainsi les marges globales en ce qui a trait à la puissance critique de canal. Cette modification visait à accroître le rendement thermohydraulique, de façon à compenser les effets du vieillissement du circuit caloporteur primaire et restaurer les marges de sûreté qu'offre la conception du système en augmentant la puissance à laquelle l'assèchement des gaines du combustible commence dans le cas de la conception actuelle.



À la fin mars 2013, approximativement 74 % du cœur de la tranche 1 et 76 % du cœur de la tranche 2 avaient été rechargés avec des grappes de combustible à 37 éléments modifiées. Un petit nombre de ces grappes ont également été utilisées pour recharger les cœurs de tranches 3 et 4. On n'a observé aucune anomalie en lien avec l'utilisation de ces grappes et le personnel de la CCSN continue de juger que les grappes modifiées sont tout aussi acceptables que les grappes de conception originale.

OPG a soumis récemment des analyses additionnelles en appui à leurs arguments selon lesquels les grappes modifiées améliorent la sûreté. Le personnel de la CCSN continue d'évaluer l'information.

Réfection et prolongation de la durée de vie

OPG a soumis à la CCSN en octobre 2011 son EIS en appui à la prolongation de la durée de vie de la centrale Darlington conformément au document d'application de la réglementation RD-360, *Prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires* [31]. Le personnel de la CCSN complète présentement son examen de cet EIS et en fournira les résultats conformément à un protocole entre OPG et la CCSN au sujet de l'EIS et du plan intégré de mise en œuvre de la réfection de la centrale Darlington. Le personnel de la CCSN a décelé des écarts par rapport aux codes et normes modernes et OPG a convenu de ces écarts. Des solutions seront apportées à ces écarts conformément au processus convenu et ils seront traités en plus de détails dans le rapport global d'évaluation d'OPG (devant être soumis en décembre 2013)

Une audience publique de la Commission a été tenue en décembre 2012 concernant le rapport d'examen environnemental préalable. La Commission a accepté ce rapport et rendu sa décision en mars 2013. À la suite de cette décision, le 12 avril 2013, Greenpeace Canada a soumis une demande à la Cour fédérale pour obtenir qu'un examen judiciaire soit effectué.

Projet de gestion de la durée de vie des canaux de combustible

En 2009, Bruce Power, OPG et EACL ont entrepris ensemble un projet exhaustif de recherche et de développement afin d'étudier la possibilité d'exploiter les tubes de force au-delà de la période actuellement autorisée. OPG vise à s'assurer que la poursuite de l'exploitation de ses tranches à la centrale Darlington demeure flexible, en amassant des données critiques sur les questions de vieillissement qui pourraient autrement limiter la durée de vie de ses canaux de combustible. Un protocole décrivant le partage des rôles et responsabilités directeurs entre les titulaires de permis et le personnel de la CCSN a été signé au cours de la période de référence.

Ce projet portera sur des phénomènes ayant une incidence sur les mécanismes de détérioration qui limitent la durée de vie des canaux de combustible. Deux des phénomènes ayant la plus grande priorité à cause de leur incidence sur la prolongation de l'exploitation sont :

- le contact possible entre les tubes de force et les tubes de calandre dû à la perte d'intégrité des ressorts d'espacement ou à leur déplacement
- une concentration plus élevée de deutérium dans les tubes de force et son incidence sur les propriétés des matériaux comme la résistance aux fractures au fur et à mesure que les heures d'exploitation augmentent

Le personnel de la CCSN a continué d'examiner les documents soumis par le titulaire de permis concernant ces phénomènes à haute priorité conformément au protocole décrivant le partage des rôles et responsabilités directeurs entre les titulaires de permis et le personnel de la CCSN.

Entretien de jour

OPG a mis en œuvre l'entretien de jour à ses trois centrales (Darlington, Pickering-A et Pickering-B) afin que le personnel et les activités d'entretien jugés non essentiels ne soient plus restreints à la structure de travail par quart. Un personnel d'entretien suffisant demeurera sur les quarts pour faire face aux problèmes d'exploitation émergents ainsi qu'aux situations d'urgence.

Avant que les demandes de modification de l'effectif minimal par quart à la centrale Darlington ne soient soumises, des exercices de validation ont été tenus par OPG, analysés par l'entremise d'un examen indépendant effectué par la compagnie AMEC-NSS Ltée et observés par le personnel de la CCSN. En avril 2012, l'équipe de bénévoles pour les interventions en cas d'urgence a été remplacée en augmentant le nombre de membres de l'équipe d'intervention en cas d'urgence et en ajoutant des agents de sécurité nucléaire pour escorter les travailleurs. En juin 2012, le personnel de la CCSN a observé un exercice de validation de l'effectif minimal de l'OMU. En janvier 2013, un événement nécessitant une coordination entre quatre tranches a été validé afin de déterminer s'il pouvait servir à évaluer la capacité du personnel d'exploitation à faire face à un tremblement de terre de dimensionnement. Le personnel de la CCSN examine présentement les effectifs minimaux par quart établis pour le personnel d'entretien, le personnel d'exploitation et le personnel de l'OMU. Il est prévu que le projet sera achevé en 2013, ceci étant conditionnel à la résolution des problèmes et des inquiétudes pouvant être soulevés et à l'approbation du personnel de la CCSN.

4.2.3 Mises à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Programme de surveillance de la contamination alpha

La mise en œuvre des mesures visant à apporter des améliorations à la surveillance et au contrôle de la contamination alpha a été effectuée en 2012 à la centrale Darlington. Le personnel de la CCSN est satisfait des améliorations apportées par OPG au chapitre de la surveillance et du contrôle de la contamination alpha. Dans le cadre du plan de conformité de référence, le personnel de la CCSN continue à vérifier la mise en œuvre efficace de ces améliorations au programme.

Réponse aux événements survenus à la centrale Fukushima Daiichi

Pour donner suite au *Plan d'action de la CCSN* [29], 36 mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF) ont été formulées. Celles-ci sont décrites à l'annexe F. OPG continue de tenir compte de ces MPF et prévoit terminer leur mise en œuvre d'ici l'échéance de décembre 2015.

Trente-quatre des trente-six MPF s'appliquaient à la centrale Darlington. À la fin de 2012, tous les dossiers des MPF devant être mis en œuvre à court terme étaient fermés. Des progrès considérables ont été réalisés relativement à des sujets clés tels que :

- **Amélioration des interventions en cas d'urgence** : Toutes les MPF devant être mises en œuvre à court terme relativement à ce sujet ont été acceptées par le personnel de la CCSN et les dossiers correspondants ont ensuite été fermés. Ces MPF avaient été retenues par le Groupe de travail de la CCSN afin d'améliorer davantage les interventions en cas d'urgence en simplifiant les interactions entre les autorités sur le site et hors site en ce qui concerne la préparation aux situations d'urgence et en renforçant les interactions avec les autorités de

planification des urgences aux niveaux provincial et fédéral. Voir les MPF 4.1.1 à 5.3.1 à l'annexe F.

- **Acquisition et mise en place d'équipement d'atténuation en cas d'urgence :** Le travail à ce chapitre comprenait l'élaboration d'instructions et d'un programme de formation, l'achèvement de la construction de bâtiments de stockage et la tenue d'exercices en chantier. L'équipement comprend des pompes et génératrices portatives, des boyaux et des raccords ainsi que de l'équipement de communication pour le personnel, tout cela stocké sur le site, de même que de l'équipement et des ressources stockés hors site. Un exercice d'urgence au niveau de la centrale a eu lieu aux centrales Pickering-A et Pickering-B en février 2013 afin de valider les instructions et le temps alloué pour effectuer ces tâches. On y a distribué de l'équipement d'atténuation en cas d'urgence et un rapport sur cet exercice a été produit. Voir la MPF 1.11.1 à l'annexe F.
- **Recombineurs d'hydrogène :** L'installation de recombineurs pour atténuer l'hydrogène est soit terminée ou en voie de l'être conformément à un horaire accéléré. Ce travail est effectué pendant les arrêts des tranches. Voir la MPF 1.4.1 à l'annexe F.
- **Lignes directrices en matière de gestion des accidents graves (LDGAG) :** OPG a terminé plusieurs activités à ce chapitre dont des exercices simulés et des séances de formation pour les organismes d'intervention en cas d'urgence et le personnel jouant un rôle de soutien technique. Voir les MPF 3.1.1 à 3.1.4 à l'annexe F.

4.2.4 Rapports initiaux d'événement

Comme le montre le tableau 13, trois rapports initiaux d'événement (RIE) ont été soumis dans le cas de la centrale Darlington au cours de la période allant de janvier 2012 à avril 2013. Globalement, les événements faisant l'objet d'un RIE étaient de peu d'importance sur le plan de la sûreté.

Tableau 13: Rapports initiaux d'événement – centrale Darlington

Sujet	Brève description
* Perte de vie au travail	<p>Le 18 avril 2012, un technicien d'OPG travaillant sur le pont des mécanismes de réactivité de la tranche 3 a perdu conscience et est tombé au sol. Un collègue a appelé le 911 et l'équipe d'intervention en cas d'urgence nucléaire de la centrale Darlington est intervenue. L'employé a été transporté à l'hôpital par ambulance où il a été vu par un médecin qui a constaté son décès à son arrivée. Au moment de l'incident, la tranche 3 était en arrêt à des fins d'entretien.</p> <p>OPG a soumis des rapports à la CCSN, au ministère du Travail de l'Ontario et au Service de police de la région de Durham. Le personnel des affaires publiques d'OPG a informé le maire de la ville. La direction d'OPG a interrompu tous les travaux à la centrale pour le reste de l'avant-midi et s'est adressée directement à tout le personnel. Un avis de condoléances a été affiché sur l'intranet d'OPG et le site Web externe. La Sûreté régionale de Durham a mené une enquête et conclu que la cause du décès n'était pas liée au travail.</p> <p>Cet événement a été signalé à la Commission le 3 mai 2012 par l'entremise du document aux Commissaires (CMD) 12-M28. En ce qui a trait à cet événement, la soumission de ce CMD complétait le processus de notification de la Commission par le personnel de la CCSN.</p>

Sujet	Brève description
Arrêt des pompes d'alimentation du circuit caloporteur primaire après avoir observé des conditions d'exploitation inhabituelles	<p>Le 5 septembre 2012, la tranche a été placée dans un état d'arrêt sûr après que les opérateurs eurent observé qu'une pompe d'alimentation du circuit caloporteur primaire fonctionnait de manière inhabituelle. L'enquête qui a suivi a déterminé que la défaillance d'une vanne d'alimentation en air en était la cause.</p> <p>OPG a conclu que la défaillance d'une seule vanne avait entraîné ce transitoire. Le facteur principal contribuant à cette défaillance est de ne pas avoir respecté l'intention du concept de la centrale en ne prévoyant pas un mécanisme à sûreté intégrée pour isoler le système d'air d'instrumentation du système de purification du système de contrôle de la pression et de l'inventaire du circuit caloporteur primaire. Une solution temporaire a été apportée à ce défaut d'exploitation et de conception à toutes les quatre tranches et OPG met présentement en œuvre une solution permanente.</p> <p>Malgré cette défaillance évitable d'une seule vanne, l'information détaillée soumise par OPG a confirmé que le réacteur a été mis à l'arrêt de manière sûre, que le combustible et les canaux de combustible n'avaient pas subi de dommages et que les systèmes spéciaux de sûreté n'avaient pas été mis à l'épreuve.</p> <p>Le personnel de la CCSN a déterminé qu'OPG avait cerné correctement la lacune qui a contribué à cet événement et qu'elle avait pris les mesures appropriées dans les circonstances. Il effectue présentement une évaluation des mesures correctives.</p> <p>Cet événement a été signalé à la Commission le 24 octobre 2012 par l'entremise du document aux Commissaires (CMD) 12-M54. Le personnel de la CCSN fournira une mise à jour finale à la Commission suite à des réunions entre OPG et la CCSN prévues en juin 2013 et un examen final de l'événement et des activités de suivi.</p>
Surchauffe d'un ventilateur d'extraction entraînant la présence de fumée	<p>Le 2 février 2013, le palier d'un ventilateur d'extraction, situé dans la zone auxiliaire est des installations de rechargement du combustible, a surchauffé, dégageant de la fumée. Ceci n'a entraîné aucune blessure ou dommage important à la centrale. Le personnel de la CCSN a confirmé que ceci n'avait pas entraîné de risque pour le public, les travailleurs ou l'environnement.</p> <p>Cet événement a été divulgué sur les sites Web du titulaire de permis et de la CCSN. Il a été signalé à la Commission le 15 mai 2013 par l'entremise du document aux Commissaires (CMD) 13-M23. En ce qui a trait à cet événement, la soumission de ce CMD complétait le processus de notification de la Commission par le personnel de la CCSN.</p>

* Cet événement a déjà été rapporté dans le Rapport 2011 sur les centrales nucléaires.

4.3 Pickering-A et Pickering-B

4.3.1 Permis

Le permis d'exploitation de la centrale Pickering-A a été renouvelé en juin 2010 pour une période de trois ans (jusqu'au 30 juin 2013). Sept modifications ont été apportées au permis de la centrale Pickering-A depuis son renouvellement, quatre d'entre elles l'ayant été au cours de la présente période de référence.

Le permis de la centrale Pickering-B a été renouvelé en juin 2008 pour une période de cinq ans (jusqu'au 30 juin 2013). Vingt-deux modifications ont été apportées à ce permis depuis son renouvellement, sept d'entre elles l'ayant été au cours de la présente période de référence.

Les permis des centrales Pickering-A et Pickering-B viennent à échéance le 30 juin 2013. OPG prévoit exploiter la centrales à Pickering jusqu'en 2020 et ensuite les mettre à l'arrêt et mettre fin à leur exploitation commerciale. Lors d'une présentation à la Commission le 20 février 2013, on a demandé qu'un seul permis couvrant les centrales Pickering-A et Pickering-B soit délivré pour une période de cinq ans. Aux termes d'un nouveau permis conjoint pour le site de Pickering, les centrales Pickering-A et Pickering-B seraient alors désignées en tant que Pickering 1,4 et 5-8.

Afin de se préparer à traiter cette demande, le personnel de la CCSN a examiné, en plus des programmes du titulaire de permis, des aspects d'importance liés aux installations vieillissantes et à l'approche à suivre jusqu'à ce qu'on mette fin à leur exploitation commerciale. Le personnel de la CCSN a inclus au permis d'exploitation proposé un point d'arrêt lié à une réévaluation du dossier de sûreté pour justifier la poursuite de l'exploitation des installations actuelles au-delà de la durée de vie nominale des canaux de combustible. On estime présentement que la durée de vie de ces canaux, qui sont des composants limitant la durée de vie des réacteurs CANDU, est de 30 ans d'exploitation à une capacité de 80 % (l'équivalent de 210 000 heures à pleine puissance).

Modifications aux permis

Quatre modifications ont été apportées au permis de la centrale Pickering-A entre janvier 2012 et avril 2013. Le tableau 14 donne des renseignements additionnels au sujet des modifications.

Tableau 14: Modifications apportées au permis d'exploitation d'un réacteur de puissance de la centrale Pickering-A

N° du PERP – date d'entrée en vigueur	Description de la modification
04.04/2013 – 24 avril 2012	Mise à jour du document <i>Effectif minimal par quart à Pickering</i> pour biffer l'équipe de bénévoles pour les interventions en cas d'urgence et augmenter le nombre de spécialiste de l'entretien requis sur l'équipe d'intervention en cas d'urgence.
	Mise à jour pour faire référence aux limites de la puissance des grappes et des canaux indiquées dans le document <i>Ligne de conduite pour l'exploitation de la centrale Pickering-A</i>
04.05/2013 – 22 juin 2012	Mise à jour pour inclure la dernière révision de l'effectif minimal par quart
04.06/2013 – 19 décembre 2012	Mise à jour pour inclure la dernière révision de la garantie financière
04.07/2013 – 28 décembre 2012	Mise à jour pour inclure la dernière révision des limites opérationnelles dérivées
	Mise à jour pour inclure la dernière révision de l'effectif minimal par quart
	Mises à jour pour corriger les titres de certains documents en référence

Sept modifications ont été apportées au permis de la centrale Pickering-B entre janvier 2012 et avril 2013. Le tableau 15 donne des renseignements additionnels au sujet des modifications.

Tableau 15: Modifications apportées au permis d'exploitation d'un réacteur de puissance de la centrale Pickering-B

N° du PERP – date d'entrée en vigueur	Description de la modification
08.16/2013 – 7 février 2012	Mise à jour du document intitulé <i>Plan d'aménagement des bâtiments sur le site</i> Mise à jour du document intitulé <i>Contrôle des changements organisationnels</i>
08.17/2013 – 24 février 2012	Mise à jour de la condition 2.2 du permis afin de modifier l'exigence de soumettre une copie de l'organigramme chaque année
08.18/2013 – 29 mars 2012	Mise à jour pour permettre d'établir un état d'arrêt garanti en se servant de barres d'absorption
08.19/2012 – 24 avril 2012	Mise à jour du document <i>Effectif minimal par quart à Pickering</i> Mise à jour du document <i>Pickering Nuclear Generating Station Security Report</i> Mise à jour pour faire référence à la révision 7 du document <i>Request for Licence Amendment; Revised NSO Minimum Complement Addendum to Pickering Site Security Report</i> et à la révision 6 du document <i>Darlington Site Security Report</i>
	Mise à jour pour faire référence aux limites de la puissance des grappes et des canaux indiqués dans le document <i>Ligne de conduite pour l'exploitation de la centrale Pickering-B</i>
08.20/2012 – 22 juin 2012	Mise à jour pour adopter la nouvelle présentation des permis qui avait été utilisée précédemment dans le cas de la centrale Pickering-A
08.21/2012 – 19 décembre 2012	Mise à jour pour inclure la dernière révision de la garantie financière
08.22/2012 – 28 décembre 2012	Mise à jour pour inclure la dernière révision des limites opérationnelles dérivées Mise à jour pour inclure la dernière révision de l'effectif minimal par quart

Révisions du manuel des conditions du permis

Entre janvier 2012 et avril 2013, le manuel des conditions du permis (MCP) de la centrale Pickering-A a été révisé six fois et le MCP de la centrale Pickering-B a été délivré et révisé trois fois. Les modifications les plus importantes sont décrites au tableau 16.

Toutes les modifications ont été approuvées par le directeur général de la Direction de la réglementation des centrales nucléaires

Tableau 16: Modifications apportées aux manuels des conditions du permis des centrales Pickering-A et Pickering-B

Section	Description de la modification	Nature de la révision	MCP
3.1.1	Mise à jour pour inclure l'état actuel des engagements relatifs à la fin de vie	Administrative	Pickering-A
3.1.1, 3.12.2 3.16.2 (Pickering-B) 3.16.3, 3.16.4 (Pickering-A) A.1.2, A.1.3	Mise à jour relativement à la garantie financière d'OPG	Technique	Pickering-A et Pickering-B
3.1.1, 3.13.1, A.1.3	Mise à jour relativement à l'effectif minimal par quart	Technique	Pickering-A et Pickering-B

Section	Description de la modification	Nature de la révision	MCP
3.1.1, A.1.3	Mise à jour de la liste des modifications au permis	Technique	Pickering-A et Pickering-B
3.1.1, A.1.3	Ajout de la demande de modification du PERP	Administrative	Pickering-A
3.2.2	Mise à jour relative aux responsables de la radioprotection	Technique	Pickering-A et Pickering-B
3.3.1	Mise à jour concernant la mesure à prendre AI 2009OPG-02	Administrative	Pickering-A
3.3.2, A.1.3	Mise à jour relativement à l'effectif minimal par quart	Technique	Pickering-A et Pickering-B
3.3.3	Mise à jour relativement à l'effectif en salle de commande	Technique	Pickering-A
3.3.4, A.1.3	Mise à jour de la liste des documents de formation	Technique	Pickering-A et Pickering-B
3.3.5	Mise à jour relativement aux tests de requalification	Technique	Pickering-A et Pickering-B
3.4.5, A.1.3	Ajout d'une référence au document <i>Ligne de conduite pour l'exploitation</i>	Administrative	Pickering-A
3.5.2	Report de la date d'échéance pour effectuer certaines études probabilistes de sûreté (EPS) dans le cas de la centrale Pickering-A, du 31 décembre 2013 au 31 décembre 2014	Technique	Pickering-A
3.6.1	Mise à jour de l'information concernant les changements temporaires	Administrative	Pickering-A
3.7.2	Élimination du texte relatif aux arrêts antérieurs	Administrative	Pickering-A
3.7.3, A.1.3	Mise à jour concernant la norme de la CSA N287.7	Administrative	Pickering-A
3.7.3, A.1.3, D.1	Mise à jour concernant la norme de la CSA N285.5-05	Administrative	Pickering-A et Pickering-B
3.7.3, A.1.3, D.2	Mise à jour concernant la norme de la CSA N285.4-05	Administrative	Pickering-A
3.7.3	Mise à jour concernant la norme de la CSA N285.5-08	Technique	Pickering-A et Pickering-B
3.7.5	Mise à jour concernant les systèmes liés à la sûreté	Technique	Pickering-A et Pickering-B
3.10.1	Mise à jour concernant le taux de mortalité des poissons	Administrative	Pickering-A et Pickering-B
3.10.2, A.1.3	Mise à jour des LOD	Technique	Pickering-A et Pickering-B
3.10.4, A.1.4	Mise à jour des seuils d'intervention en matière d'environnement	Technique	Pickering-A et Pickering-B
3.10.4	Mise à jour pour refléter les valeurs actuelles des LOD	Administrative	Pickering-A
3.11.1	Ajout au texte relativement au document d'application de la réglementation RD/GD-99.3 [24]	Administrative	Pickering-A et Pickering-B
3.11.1	Mise à jour concernant les sirènes pour alerter les gens à l'extérieur	Technique	Pickering-A
3.11.1, A.2.2	Ajout d'un paragraphe sur les programmes d'information publique	Administrative	Pickering-A
3.12.1, D.2	Mise à jour sur les déchets détournés vers le site d'enfouissement de Lambton	Technique	Pickering-A et Pickering-B
3.13.1, A.1.3	Élimination des notes en bas de page qui sont périmées	Administrative	Pickering-A
3.14.1	Mise à jour de l'information sur le document d'application de la réglementation RD-336 [21]	Technique	Pickering-A et Pickering-B
3.14.1	Mise à jour sur les garanties	Technique	Pickering-A

Section	Description de la modification	Nature de la révision	MCP
3.14.2	Mise à jour de la liste sur la délégation des pouvoirs d'approbation afin de refléter la nouvelle structure organisationnelle de la CCSN	Administrative	Pickering-A
D.2	Ajout d'une lettre indiquant que la définition du terme « blessure entraînant une perte de temps » de l'Association canadienne de l'électricité pouvait être utilisée au lieu de celle dans le document d'application de la réglementation S-99 [1].	Technique	Pickering-A et Pickering-B
D.2	Ajout d'une lettre clarifiant les exigences relatives à la liste des matières nucléaires devant être rapportée à la CCSN	Administrative	Pickering-A et Pickering-B
D.2	Mise à jour de la liste des consentements que les personnes accréditées par la Commission peuvent accorder	Administrative	Pickering-A et Pickering-B

4.3.2 Mises à jour sur les projets et initiatives d'importance

Gestion en fin de vie

OPG a annoncé en 2010 qu'elle n'allait pas effectuer la réfection des tranches de la centrale Pickering-B, mais allait poursuivre l'exploitation des centrales Pickering-A et Pickering-B jusqu'en 2020. Les questions clés devant être prises en compte afin de s'assurer que les centrales Pickering-A et Pickering-B puissent continuer d'être exploitées de manière sûre sont :

- l'aptitude fonctionnelle des SSC importants pour la sûreté, y compris la gestion du cycle de vie des canaux de combustible; la possibilité que l'enveloppe de confinement puisse continuer à être utilisée si l'exploitation se poursuit après 2020, et le respect des exigences de fiabilité des SSC jusqu'en fin de vie
- le maintien de la validité du dossier de sûreté jusqu'en fin de vie, y compris la gestion des effets du vieillissement sur le dossier de sûreté, la prise en compte des leçons tirées de l'OPEX et l'évaluation du besoin et du temps opportun de prendre des mesures correctives nécessitant des modifications techniques
- le maintien de dispositions organisationnelles et administratives efficaces, y compris la promotion en continue d'une saine culture de sûreté, le maintien d'une structure organisationnelle appropriée, une évaluation en continue du rendement du personnel, et un engagement à appliquer le principe ALARA pour assurer la protection des personnes et de l'environnement
- la prise en compte des résultats des projets d'amélioration, y compris les activités résultant des leçons tirées d'événements comme l'accident de Fukushima Daiichi, les effets sur l'environnement comme ceux dus au panache thermique et à l'effet d'entraînement et d'impact sur les poissons, et les activités liées aux mises à niveau continues des procédés et des programmes tels la préparation aux situations d'urgence et les LDGAG

Toutes les mesures dans le *Plan de prolongation de l'exploitation de la centrale Pickering-B* (PEB) et du *Plan d'exploitation durable des centrales Pickering-A et Pickering-B* ont été regroupées dans « un registre des mesures à prendre en fin de vie ». Ce registre sera un document en évolution, assujéti à un suivi et un processus de contrôle des changements administrés par OPG dans le cadre de leurs programmes d'exploitation. Le PEB actuel comprend 87 mesures qu'OPG prévoit avoir toutes prises d'ici décembre 2015.

OPG s'est engagée à élaborer ce qui suit :

- d'ici 2015, un plan d'activités de stabilisation couvrant la période de 2020 à 2023, après la fin de l'exploitation commerciale
- d'ici 2019, un plan de stockage et de surveillance couvrant la période de 2023 à 2050
- d'ici 2045, un plan de démantèlement et d'évacuation couvrant la période de 2050 à 2060
- d'ici 2055, un plan de restauration couvrant la période de 2060 à 2065

Jusqu'à maintenant, le personnel de la CCSN est satisfait des mesures de contrôle et de sûreté en place, et a confiance que les activités de fin de vie à Pickering seront effectuées de manière sûre.

Projet de gestion de la durée de vie des canaux de combustible

En 2009, Bruce Power, OPG et EACL ont entrepris ensemble un projet exhaustif de recherche et de développement afin d'étudier la possibilité d'exploiter les tubes de force au-delà de la période actuellement autorisée. OPG vise à s'assurer que la poursuite de l'exploitation de ses tranches à la centrale Darlington demeure flexible, en amassant des données critiques sur les questions de vieillissement qui pourraient autrement limiter la durée de vie de ses canaux de combustible. Un protocole décrivant le partage des rôles et responsabilités directeurs entre les titulaires de permis et le personnel de la CCSN a été signé au cours de la période de référence.

Ce projet portera sur des phénomènes ayant une incidence sur les mécanismes de détérioration qui limitent la durée de vie des canaux de combustible. Deux des phénomènes ayant la plus grande priorité à cause de leur incidence sur la prolongation de l'exploitation sont :

- le contact possible entre les tubes de force et les tubes de calandre dû à la perte d'intégrité des ressorts d'espacement ou à leur déplacement
- une concentration plus élevée de deutérium dans les tubes de force et son incidence sur les propriétés des matériaux comme la résistance aux fractures au fur et à mesure que les heures d'exploitation augmentent

Le personnel de la CCSN a continué d'examiner les documents soumis par le titulaire de permis concernant ces phénomènes à haute priorité conformément au protocole décrivant le partage des rôles et responsabilités directeurs entre les titulaires de permis et le personnel de la CCSN.

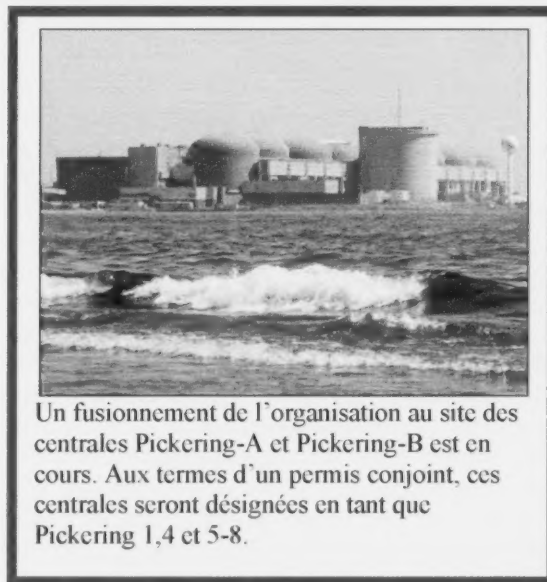
Entretien de jour

OPG a mis en œuvre l'entretien de jour à ses trois centrales (Darlington, Pickering-A et Pickering-B) afin que le personnel et les activités d'entretien jugés non-essentiels ne soient plus restreints à la structure de travail par quart. Un personnel d'entretien suffisant demeurera sur les quarts pour faire face aux problèmes d'exploitation émergents ainsi qu'aux situations d'urgence.

Avant que les demandes de modification de l'effectif minimal par quart aux centrales Pickering-A et Pickering-B ne soient soumises, des exercices de validation ont été tenus par OPG, analysés par l'entremise d'un examen indépendant effectué par la compagnie AMEC-NSS Ltée et observés par le personnel de la CCSN. En avril 2012, l'équipe de bénévoles pour les interventions en cas d'urgence a été remplacée en augmentant le nombre de membres de l'équipe d'intervention en cas d'urgence et en ajoutant des agents de sécurité nucléaire pour escorter les travailleurs. En juin 2012, le personnel de la CCSN a observé un exercice de validation de l'effectif minimal au regard du personnel d'entretien de l'OMU. Il a examiné les rapports d'analyse et de validation de la partie de l'effectif minimal par quart se rapportant à l'OMU et au personnel d'entretien. La Commission a approuvé en décembre 2012 une révision de l'effectif minimal par quart, par l'entremise d'une modification au permis.

Fusionnement des organisations des centrales Pickering-A et Pickering-B
En mars 2011, OPG a informé la CCSN d'un projet de fusionnement ayant pour objectif d'intégrer l'organisation au site sous une équipe de la haute direction se rapportant à un seul premier vice-président. Des plans ont été soumis à la CCSN décrivant la mise en œuvre de ce changement par phases au cours de la durée du permis. Des discussions ont eu lieu entre OPG et la CCSN afin de tenir cette dernière au courant de l'état d'avancement de cette transition. La CCSN demeure en communication avec OPG afin d'examiner les plans et faire un suivi des progrès.

La CCSN prévoit que ce fusionnement n'aura pas d'incidence négative sur le rendement en matière de sûreté des centrales Pickering-A et Pickering-B.



Un fusionnement de l'organisation au site des centrales Pickering-A et Pickering-B est en cours. Aux termes d'un permis conjoint, ces centrales seront désignées en tant que Pickering 1,4 et 5-8.

4.3.3 Mises à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Programme de surveillance de la contamination alpha

Les mesures visant à apporter des améliorations à la surveillance et au contrôle de la contamination alpha ont été prises en 2012 aux centrales Pickering-A et Pickering-B. Le personnel de la CCSN est satisfait des améliorations apportées par OPG. Dans le cadre du plan de conformité de référence, le personnel de la CCSN continue à vérifier la mise en œuvre efficace de ces améliorations au programme.

Mortalité des poissons par effets d'entraînement et d'impact

Dans le Rapport 2008 sur les centrales nucléaires, le taux de mortalité des poissons attribuable aux effets d'entraînement et d'impact aux centrales Pickering-A et Pickering-B a été soulevé parmi les problèmes majeurs. OPG devait réduire le taux annuel de mortalité par effet d'impact de 80 % d'ici 2012. À cette fin, chaque année, du printemps à la fin de l'automne inclusivement, OPG installe un filet servant de barrière à l'entrée de la prise d'eau de la centrale.

Les résultats des essais effectués la première année, soit en 2010, ont été rapportés en juillet 2011. Le rendement atteint était près de l'objectif annuel de 80 %, mais ne l'a pas dépassé de manière nette à causes de périodes où le filet n'a pu être retenu correctement en place. Ceci était dû à des afflux d'algues et des courants inhabituellement forts dans le lac. De nouvelles améliorations à la conception du filet ont été apportées avant juillet 2011. Les résultats des essais effectués en 2011 démontrent que ces améliorations ont été efficaces.

Des brochets, une espèce de poisson en danger, étant capturés dans les tamis à l'entrée d'eau de la centrale, principalement pendant l'hiver, OPG a consacré des fonds à la restauration de l'habitat servant au frayage des brochets dans le marais Duffins Creek se trouvant à proximité.

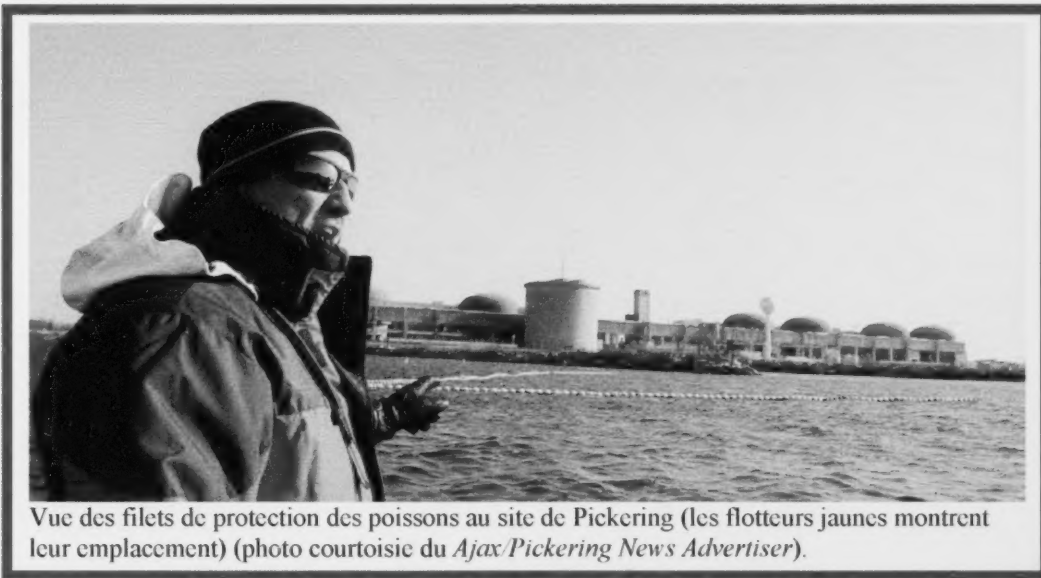
On ne peut raisonnablement faire usage de méthodes techniques pour diminuer le taux de mortalité des poissons dû à l'effet d'entraînement en raison des contraintes imposées par le site, ainsi que des longs délais d'installation et du coût élevé du nombre limité de solutions éprouvées, lorsqu'on tient compte du peu de temps qu'il reste avant qu'on ne mette fin à l'exploitation de la centrale. Cette position est compatible avec les résultats de l'examen des méthodes techniques d'atténuation effectué récemment par l'Agence de protection de l'environnement des États-Unis. La restauration de l'habitat servant au frayage effectuée par OPG compensera la mortalité qui subsiste due à l'effet d'entraînement.

Mortalité des poissons due au panache thermique

Dans le Rapport 2008 sur les centrales nucléaires, le taux de mortalité des poissons attribuable aux effets du panache thermique sur le frayage des ménominis ronds a été soulevé parmi les problèmes majeurs. OPG a entrepris des études pour évaluer ces effets. Les conclusions de ces études indiquent que le panache thermique de la centrale Pickering-B présente un risque potentiel mais faible pour les ménominis ronds.

OPG a achevé au début de 2012 un examen de 14 solutions possibles d'atténuation de cet effet. On n'a trouvé aucune mesure directe d'atténuation rentable et réalisable, compte tenu de la conception de la centrale, des coûts élevés et du peu de temps qu'il reste avant la fin de l'exploitation de la centrale.

Comme mesure indirecte, OPG a cessé de faire la collecte de ménominis ronds dans le lac Ontario qu'elle faisait dans le cadre de son programme de surveillance radiologique de l'environnement. Le personnel de la CCSN a proposé un programme d'étiquetage et/ou d'identification pour déterminer si les ménominis ronds qui frayent à Pickering sont une population isolée ou s'ils ont des liens avec d'autres populations vivant près de la rive nord. Si un tel lien existe, le niveau de risque serait moindre parce qu'une fraction plus petite de la population serait exposée à Pickering. Des poissons de même stock génétique seraient capables d'émigrer de zones moins affectées et ainsi contrebalancer les pertes locales qui ont pu survenir pendant l'exploitation.



Vue des filets de protection des poissons au site de Pickering (les flotteurs jaunes montrent leur emplacement) (photo courtoisie du *Ajax/Pickering News Advertiser*).

Réponse aux événements survenus à la centrale Fukushima Daiichi

Pour donner suite au *Plan d'action de la CCSN* [29], 36 mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF) ont été formulées. Celles-ci sont décrites à l'annexe F. OPG continue de tenir compte de ces MPF et prévoit terminer leur mise en œuvre d'ici l'échéance de décembre 2015.

Des trente-six MPF, trente-deux s'appliquaient à la centrale Pickering-A et trente-cinq à la centrale Pickering-B. À la fin de 2012, tous les dossiers des MPF devant être mises en œuvre à court terme étaient fermés. Des progrès considérables ont été réalisés relativement à des sujets clés tels que :

- **Amélioration des interventions en cas d'urgence** : Toutes les MPF devant être mises en œuvre à court terme relativement à ce sujet ont été acceptées par le personnel de la CCSN et les dossiers correspondants ont ensuite été fermés. Ces MPF avaient été retenues par le Groupe de travail de la CCSN afin d'améliorer davantage les interventions en cas d'urgence en simplifiant les interactions entre les autorités sur le site et hors site en ce qui concerne la préparation aux situations d'urgence et en renforçant les interactions avec les autorités de planification des urgences aux niveaux provincial et fédéral. Voir les MPF 4.1.1 à 5.3.1 à l'annexe F.
- **Acquisition et mise en place d'équipement d'atténuation en cas d'urgence** : Le travail à ce chapitre comprenait l'élaboration d'instructions et d'un programme de formation, l'achèvement de la construction de bâtiments de stockage et la tenue d'exercices en chantier. L'équipement comprend des pompes et génératrices portatives, des boyaux et des raccords ainsi que de l'équipement de communication pour le personnel, tout cela stocké sur le site, de même que de l'équipement et des ressources stockés hors site. Un exercice d'urgence au niveau de la centrale a eu lieu aux centrales Pickering-A et Pickering-B en février 2013 afin de valider les instructions et le temps alloué pour effectuer ces tâches. On y a distribué de l'équipement d'atténuation en cas d'urgence et un rapport sur cet exercice a été rédigé. Voir la MPF 1.11.1 à l'annexe F.
- **Recombineurs d'hydrogène** : L'installation de recombineurs pour atténuer l'hydrogène est soit terminée ou en voie de l'être conformément à un horaire accéléré. Ce travail est effectué pendant les arrêts de tranche. Voir la MPF 1.4.1 à l'annexe F.
- **Lignes directrices en matière de gestion des accidents graves (LDGAG)** : OPG a effectué plusieurs activités à ce chapitre dont des exercices simulés et des séances de formation pour les organismes d'intervention en cas d'urgence et le personnel jouant un rôle de soutien technique. Voir les MPF 3.1.1 à 3.1.4 à l'annexe F.

4.3.4 Rapports initiaux d'événement

Comme le montre le tableau 17, quatre rapports initiaux d'événement (RIE) ont été soumis dans le cas des centrales Pickering-A et Pickering-B au cours de la période allant de janvier 2012 à avril 2013. Globalement, les événements faisant l'objet d'un RIE étaient de peu d'importance sur le plan de la sûreté.

Tableau 17: Rapports initiaux d'événement – centrales Pickering-A et Pickering-B

Sujet	Brève description
Rejet d'huile dans le lac Ontario	<p>Les 16 et 17 août 2012, un rejet d'huile dans le lac Ontario totalisant jusqu'à 150 litres a eu lieu au site de Pickering. Ce rejet mineur a eu lieu au cours de la nuit et l'huile provenait d'équipement faisant partie des systèmes non-nucléaires. On a déterminé la source du rejet et la fuite a été colmatée.</p> <p>Ce rejet mineur n'a entraîné aucune incidence sur l'environnement et il n'y a pas eu de rejets radiologiques à l'environnement.</p> <p>Cet événement a été signalé à la Commission le 12 septembre 2012 par l'entremise du document aux Commissaires (CMD) 12-M50. En ce qui a trait à cet événement, la soumission de ce CMD complétait le processus de notification de la Commission par le personnel de la CCSN.</p>
Déversement d'eau lourde à l'intérieur de la centrale Pickering-A	<p>Le 11 octobre 2012, un déversement d'approximativement 400 litres d'eau lourde a eu lieu à la tranche 1 de la centrale Pickering-A. Ce déversement était entièrement confiné à l'intérieur de la centrale et il n'y a pas eu de rejet à l'environnement ou de tort causé aux employés.</p> <p>On a déterminé que la source de ce déversement était un baril servant à la collecte du modérateur qui débordait. OPG a informé la CCSN ainsi que les organismes provinciaux appropriés.</p> <p>Cet événement a été signalé à la Commission le 24 octobre 2012 par l'entremise du document aux Commissaires (CMD) 12-M54. En ce qui a trait à cet événement, la soumission de ce CMD complétait le processus de notification de la Commission par le personnel de la CCSN.</p>
Fuite de vapeur dans le bâtiment turbine de la centrale Pickering-B	<p>Le 17 décembre 2012, une fuite de vapeur a eu lieu dans le bâtiment turbine. La tranche 7 a été mise à l'arrêt afin de réparer la fuite et elle a été remise en service le 19 décembre 2012.</p> <p>Cet événement a été signalé à la Commission le 16 janvier 2013 par l'entremise du document aux Commissaires (CMD) 13-M4. En ce qui a trait à cet événement, la soumission de ce CMD complétait le processus de notification de la Commission par le personnel de la CCSN.</p>
Incendie dans le bâtiment turbine de la centrale Pickering-A	<p>Le 1^{er} janvier 2013, un incendie a eu lieu dans le bâtiment turbine de la tranche 1 par suite d'un bris d'équipement. Le personnel d'OPG a éteint l'incendie et aucun employé n'a subi de blessures. Le personnel de la CCSN a examiné l'événement et déterminé qu'OPG avait pris des mesures appropriées.</p> <p>Cet événement a été signalé à la Commission le 16 janvier 2013 par l'entremise du document aux Commissaires (CMD) 13-M4. En ce qui a trait à cet événement, la soumission de ce CMD complétait le processus de notification de la Commission par le personnel de la CCSN.</p>

4.4 Gentilly-2

4.4.1 Permis

Le permis d'exploitation d'un réacteur de puissance (PERP) de la centrale Gentilly-2 a été renouvelé en juin 2011 pour une période de cinq ans (jusqu'au 30 juin 2016). Cependant, l'exploitation commerciale de la centrale Gentilly-2 a pris fin le 28 décembre 2012. Un examen du permis est présentement en cours afin de le mettre à jour pour tenir compte de l'état de conservation sûr des installations et du déclassement du site à venir.

Modifications au permis

Une modification a été apportée au permis de la centrale Gentilly-2 au cours de la période allant de janvier 2012 à avril 2013. Le tableau 18 donne des renseignements additionnels au sujet de cette modification.

Tableau 18 : Modifications apportée au permis d'exploitation d'un réacteur de puissance de la centrale Gentilly-2

N° du PERP – date d'entrée en vigueur	Description de la modification
10.01/2016 – 7 février 2012	Mise à jour de deux valeurs des LOD

N.B. : Ce tableau figurait également dans le Rapport sur les centrales nucléaires pour 2011 puisque la modification avait été apportée le 7 février 2012 (à l'intérieur des périodes de référence de ces rapports pour 2011 et 2012).

Révisions du manuel des conditions du permis

Le MCP de la centrale Gentilly-2 a été révisé à une occasion entre les mois de janvier 2012 et avril 2013. Les modifications les plus importantes sont décrites au tableau 19. Cette révision a été approuvée par le directeur général de la Direction de la réglementation des centrales nucléaires.

Tableau 19 : Modifications apportées au manuel des conditions du permis de la centrale Gentilly-2

Section	Description de la modification	Nature de la révision
3.1.3, 3.6.2, 3.11.2, annexe A.3	Changement de révision de MG-22-08 (révision 1.2)	Administrative
3.3.6, annexe A.3	Changement de révision des manuels de gestion des examens d'accréditation GEA-1 et GEA-2 (révision 1.1)	Administrative
3.4.2, 3.12.2, annexe A.1	Utilisation des titres en français pour les normes de la CSA N290.15 et N294	Administrative
3.5.1, annexe A.3	Changement de révision du rapport de sûreté (révision 2011)	Administrative
3.6.5	Ajout de la norme de la CSA N285.0 révision 1995	Administrative
3.7.3	Changement à la date de mise en œuvre des normes de la CSA N285.4-2005 et N285.5-2008 (31 mars 2012)	Administrative
Annexe F	Modification de l'annexe F – Tableau H15	Administrative
Annexe G	Retrait de l'annexe G – Plan réglementaire	Administrative
Annexe A.1	Ajout de la norme de la CSA N292.3 dans l'annexe A.1	Administrative
3.4.2; 3.4.5, annexe A.3	Changement de révision de la LCE (révision 7)	Administrative
3.11.1	Ajout d'un paragraphe sur le programme d'information publique dans les critères de vérifications de la conformité (CVC)	Administrative
Toutes	Corrections grammaticales et orthographiques	Administrative
Page de garde Entête	Changement de numéro du permis d'exploitation	Administrative

N.B. : Ce tableau figurait également dans le Rapport sur les centrales nucléaires pour 2011 puisque les modifications avaient été apportées le 8 février 2012 (à l'intérieur des périodes de référence de ces rapports pour 2011 et 2012).

4.4.2 Mises à jour sur les projets et initiatives d'importance

Le 3 octobre 2012, Hydro-Québec a annoncé son intention de ne pas aller de l'avant avec son projet de réfection des installations de la centrale Gentilly-2. Conformément aux conditions du permis, l'exploitation de la centrale s'est poursuivie jusqu'au 28 décembre 2012 et celle-ci a alors été placée dans un état d'arrêt garanti. Le retrait du combustible du réacteur a débuté tôt en 2013 et il est prévu qu'il sera achevé d'ici le milieu de 2013. Une fois que le combustible sera retiré du cœur et entreposé dans la piscine de stockage du combustible usé (PSCU), l'installation sera placée dans un état de conservation sûr pour une période d'environ 50 ans.

4.4.3 Mises à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Programme de surveillance de la contamination alpha

Les mesures visant à apporter des améliorations au programme de radioprotection à la centrale Gentilly-2 portant sur la surveillance et le contrôle de la contamination alpha n'avaient pas été pleinement mises en œuvre en 2012. Des mesures provisoires étaient cependant en place afin de protéger la santé et la sécurité des travailleurs. Une inspection a permis de cerner un nombre d'aspects nécessitant des améliorations, particulièrement en ce qui a trait à la caractérisation, à la surveillance de lieux de travail et à la planification des travaux. Hydro-Québec a élaboré un plan de mesures correctives afin d'éliminer les lacunes. Le personnel de la CCSN fera un suivi de la mise en œuvre de ce plan en 2013.

Transition vers un état de conservation sûr et déclassement

Un examen du permis et du MCP de la centrale Gentilly-2 est présentement en cours afin de les mettre à jour pour tenir compte de la transition à un état de conservation sûr et du déclassement du site à venir.

Réponse aux événements survenus à la centrale Fukushima Daiichi

En réponse au *Plan d'action de la CCSN* [29], trente-six mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF) ont été formulées. Celles-ci sont décrites à l'annexe F. Hydro-Québec continue de tenir compte de ces MPF et prévoit terminer leur mise en œuvre d'ici l'échéance de décembre 2015.

Des trente-six MPF, trente-trois s'appliquaient à la centrale Gentilly-2. À la fin de 2012, la plupart des MPF avaient été mises en suspens en raison de la fin de l'exploitation commerciale de la centrale, sauf celles liées à l'amélioration des mesures d'atténuation ayant trait à la PSCU et des mesures d'intervention en cas d'urgence. Plus particulièrement, les examens et activités effectués jusqu'à maintenant, ou en voie de l'être, en réponse aux événements survenus à la centrale Fukushima sont les suivants :

- une évaluation de l'intégrité structurale de la piscine en ce qui concerne les contraintes thermiques lorsque la température dépasse celles prévues à la conception; voir la MPF 1.6.1 et 1.6.2 à l'annexe F
- la mise en place de dispositions pour faire un appoint d'eau à la piscine en cas de perte d'inventaire d'eau de celle-ci; voir la MPF 1.7.1 à l'annexe F
- la confirmation de l'habitabilité des installations de commande, limitée à l'instrumentation et aux commandes de la piscine servant à mesurer des paramètres critiques (comme le niveau et la température de l'eau); voir la MPF 1.9.1 à l'annexe F
- un élargissement de la portée des LDGAG pour traiter les événements mettant la piscine en cause; voir la MPF 3.1.3 à l'annexe F

- une évaluation et une mise à jour des plans et programmes d'urgence actuels à la suite de la décision de mettre fin à l'exploitation commerciale de la centrale Gentilly-2; voir les MPF 4.1.1, 4.1.2, 4.2.1 et 5.2.1 à l'annexe F

Hydro-Québec a soumis en avril 2013 une mise à jour décrivant les plans élaborés et les mesures prises pour donner suite aux MPF mentionnées ci-dessus. Dans cette mise à jour, Hydro-Québec a indiqué que des plans étaient en place pour effectuer une réfection de la piscine et réviser les plans et programmes d'urgence pour tenir compte de la fin de l'exploitation commerciale de la centrale, conformément aux exigences. Le personnel de la CCSN examine présentement l'information soumise.

4.4.4 Rapports initiaux d'événement

Comme le montre le tableau 20, un rapport initial d'événement (RIE) a été soumis dans le cas de la centrale Gentilly-2 au cours de la période allant de janvier 2012 à avril 2013. L'événement faisant l'objet de ce RIE était de peu d'importance sur le plan de la sûreté.

Tableau 20 : Rapports initiaux d'événement – centrale Gentilly-2

Sujet	Breve description
* Fuite d'eau lourde dans le bâtiment du réacteur	<p>Le 26 avril 2012, en avant-midi, des travaux étaient en cours pour remplacer un bouchon d'une machine à combustible. La concentration de tritium dans l'air du bâtiment du réacteur a augmenté. Une alerte sectorielle a été déclarée, la procédure d'urgence PU-100 a été suivie et le bâtiment du réacteur a été évacué. Deux opérateurs ont colmaté la fuite et quitté les lieux. Une équipe a été envoyée pour recouvrir l'eau lourde déversée sur le plancher (10 L) et dans une ligne d'évent (60 L). L'alerte a été levée à midi.</p> <p>Les deux opérateurs qui ont colmaté la fuite ont reçu de faibles doses dues au tritium (0,02 et 0,03 mSv) pendant cet événement. Le rejet de tritium a été évalué à $1,85 \times 10^{12}$ Bq, approximativement 0,11 % de la limite opérationnelle dérivée. Ce rejet de tritium était bien en-deçà des limites réglementaires.</p> <p>Cet événement a été signalé à la Commission le 3 mai 2012 par l'entremise du document aux Commissaires (CMD) 12-M29. En ce qui a trait à cet événement, la soumission de ce CMD complétait le processus de notification de la Commission par le personnel de la CCSN.</p>

* Cet événement a également été souligné dans le Rapport sur les centrales nucléaires pour 2011.

4.5 Point Lepreau

4.5.1 Permis

Le permis de la centrale Point Lepreau a été renouvelé en février 2012 pour une période de cinq ans (jusqu'au 30 juin 2017).

Modifications au permis

Une modification a été apportée au permis de la centrale Point Lepreau au cours de la période allant de janvier 2012 à avril 2013. Le tableau 21 donne des renseignements additionnels sur cette modification.

Tableau 21 : Modifications apportées au permis de la centrale Point Lepreau

N° du PERP – date d'entrée en vigueur	Description de la modification
17.01/2017 – 20 décembre 2012	Révision des LOD indiquées à l'annexe A.3 du PERP 17.00/2017, celles-ci étant fondées sur la version de 1998 de la norme de la CSA N288.1, les nouvelles étant fondées sur la version de 2008
	L'instrument de calibration J.L. Shepherd 142-10 (article 11) et l'analyseur de peinture au plomb LLC LPA-1 de RMD Instruments (article 20) ont été biffés du PERP 17.00/2017. Ces équipements ne sont pas utilisés à la centrale Point Lepreau

Révisions du manuel des conditions du permis

Le manuel des conditions du permis (MCP) de la centrale Point Lepreau a été produit le 20 février 2012. Aucune modification n'a été apportée au MCP de la centrale Point Lepreau au cours de la période de référence.

4.5.2 Mises à jour sur les projets et initiatives d'importance

Projet de réfection

Énergie NB a entrepris la réfection du réacteur en 2008. On prévoyait alors que le réacteur serait de retour à pleine puissance en 2009, mais en raison de différents problèmes techniques, le projet a été prolongé de plusieurs années. Les activités finales de réfection, le chargement du combustible, la mise en service du réacteur, le redémarrage de la centrale et la reprise de l'exploitation commerciale ont été effectués en 2012.

Plusieurs points d'arrêt, nécessitant l'autorisation de la CCSN pour être franchis, avaient été établis tout au long du processus de redémarrage. Ces autorisations ont été données une fois qu'Énergie NB avait confirmé que les engagements connexes avaient été respectés. Pour chaque point d'arrêt, le personnel de la CCSN a effectué des examens documentaires et des inspections au site pour vérifier qu'Énergie NB se conformait à la LSRN, aux règlements, aux conditions du permis et au MCP ainsi qu'au fondement de la conception.

La centrale Point Lepreau était de nouveau en exploitation commerciale en novembre 2012. Le personnel de la CCSN a alors recommencé une surveillance régulière des activités d'exploitation.

Qualification sismique

Comme condition à sa décision de renouveler le permis de la centrale Point Lepreau, la Commission a exigé qu'Énergie NB réalise une évaluation des dangers sismiques propres au site. Elle a de plus exigé qu'Énergie NB communique les résultats de cette évaluation dans le cadre de son programme d'information publique. Énergie NB a soumis un plan d'évaluation à cet effet dans le cadre de sa réponse au *Plan d'action de la CCSN* [29].

L'évaluation des dangers sismiques propres au site est présentement en cours. Énergie NB a soumis des résultats préliminaires à la CCSN à la fin de 2012. Le personnel de la CCSN et de Ressources naturelles Canada examine présentement ces résultats. Un sommaire de ceux-ci a été affiché sur le site Web d'Énergie NB. Il est prévu que cette évaluation sera effectuée d'ici le milieu de 2014.

Surveillance de l'environnement

Énergie NB a continué de maintenir et de mettre en œuvre un programme d'évaluation des risques environnementaux efficace ainsi que d'effectuer des évaluations efficaces de ces risques en ce qui concerne la protection des poissons, conformément aux exigences de la CCSN. Au début de 2013, Énergie NB a soumis les résultats de son analyse des écarts en regard de la norme de la CSA N288.4, *Programmes de surveillance de l'environnement aux installations nucléaires de catégorie I et aux mines et usines de concentration d'uranium* [8]. Le personnel de la CCSN examine présentement l'information soumise.

Énergie NB s'est engagée à faire une mise à jour de son évaluation des risques environnementaux d'ici le 31 décembre 2013, y compris un examen du fonctionnement et de l'efficacité de la prise d'eau du circuit d'eau de refroidissement. De plus, elle effectuera une surveillance des poissons à la centrale Point Lepreau au cours de l'été 2013 et fournira les résultats de celle-ci au personnel de la CCSN d'ici le 31 octobre 2013.

Le personnel de la CCSN présentera à la Commission une mise à jour sur la surveillance des poissons à la centrale Point Lepreau lors de l'audience publique d'août 2013.

4.5.3 Mises à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Alpha monitoring program

Énergie NB a informé la CCSN qu'elle avait terminé en décembre 2012 la mise en œuvre des mesures visant à renforcer les éléments du programme de radioprotection ayant trait à la surveillance et au contrôle de la contamination alpha. La CCSN a ajouté la surveillance et le contrôle des dangers que présente la contamination alpha à son programme de conformité de base, la première inspection de cet aspect à la centrale Point Lepreau étant prévue en mars 2013.

Exercices et manœuvres de simulation d'urgence

Énergie NB a effectué en mars 2012 son exercice de simulation d'urgence « Intrepid ». À l'extérieur du site, l'exercice incluait l'activation du centre provincial des urgences et, en partie, du centre des mesures d'urgence de la CCSN. Le personnel de la CCSN a observé l'exercice afin de vérifier que le titulaire de permis avait un organisme d'intervention en cas d'urgence efficace et qu'une coordination et une liaison appropriées étaient maintenues avec les autorités de la province du Nouveau Brunswick et qu'il apportait un soutien adéquat à la réalisation de leurs activités de gestion des urgences.

Globalement, Énergie NB a démontré qu'elle pouvait faire face à une urgence nucléaire. Des problèmes mineurs ont cependant été décelés. Énergie NB s'est engagée à régler tous les problèmes en suspens dans le cadre de son plan de maintien et d'amélioration en matière de préparation aux situations d'urgence.

Matériel en transit

En juin 2012, Énergie NB a mis en place des mesures visant à restreindre et à contrôler le matériel en transit dans les zones nucléaires importantes sur le plan de la sûreté. Ceci a été effectué à titre de mesure compensatoire pour tenir compte du fait qu'une analyse de sa capacité d'effectuer un arrêt sûr en cas d'incendie n'avait pas été pleinement réalisée. En novembre 2012, les mesures de contrôle du matériel en transit ont été appliquées à d'autres zones de la centrale.

Des inspections effectuées par le personnel de la CCSN en janvier et février 2013 ont révélé que la mise en œuvre des processus de contrôle du matériel en transit nécessitait des améliorations. Énergie NB a élaboré et met présentement en œuvre un plan de mesures correctives pour combler les lacunes décelées. Plusieurs des mesures ont déjà été prises.

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de suivi qui a révélé que des améliorations avaient été apportées. Il continuera de faire un suivi des progrès réalisés par Énergie NB à ce chapitre et présentera une mise à jour de la situation à la Commission au mois d'août 2013.

Réponse aux événements survenus à la centrale Fukushima Daiichi

En réponse au *Plan d'action de la CCSN* [29], trente-six mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF) ont été formulées. Celles-ci sont décrites à l'annexe F. Énergie NB continue de tenir compte de ces MPF et prévoit terminer leur mise en œuvre d'ici l'échéance de décembre 2015.

Des trente-six MPF, vingt-et-une s'appliquaient à la centrale Point Lepreau. À la fin de 2012, tous les dossiers des MPF devant être mises en œuvre à court terme étaient fermés.

Avant l'accident à la centrale Fukushima Daiichi, Énergie NB avait effectué des examens et des mises à niveau de la sûreté exhaustifs dans le cadre du projet de réfection et de prolongation de la durée de vie de la centrale Point Lepreau. Certains de ces examens et mises à niveau de la sûreté, comme l'installation de recombineurs autocatalytiques passifs et d'un système à évent avec filtre pour abaisser la pression de l'enceinte de confinement en cas d'urgence, avaient été effectués spécialement pour tenir compte des accidents graves comme la panne générale d'électricité subie à la centrale Fukushima Daiichi. Les examens et activités additionnels effectués jusqu'à maintenant en réponse aux événements survenus à la centrale Fukushima comprennent ce qui suit :

- **Amélioration des interventions en cas d'urgence :** La recherche des améliorations possibles était axée sur l'évaluation des plans et programmes d'urgence actuels, de l'équipement et des résultats de l'exercice d'urgence pleine échelle tenue en mars 2012. Les améliorations sélectionnées ont été incorporées au plan d'urgence. En collaboration avec l'Organisation des mesures d'urgence du Nouveau-Brunswick, Énergie NB a élaboré et mis en place un programme d'exercice portant sur les interventions hors site et s'échelonnant sur cinq ans. Voir les MPF 4.1.1 à 5.4.1 à l'annexe F.
- **Acquisition et mise en place d'équipement d'atténuation en cas d'urgence :** Des plans sont en voie d'être mis en œuvre, et des travaux d'ingénierie détaillés sont en cours relativement à des modifications de la conception ayant trait à l'équipement d'atténuation des urgences. Voir la MPF 1.11.1 à l'annexe F.

- **Mises à niveau de la conception :** Énergie NB a fourni un plan et un échéancier pour l'évaluation d'autres sources d'appoint d'eau pour refroidir le réacteur. Les mises à niveau à l'étude incluent l'installation de raccords additionnels au circuit caloporteur principal, aux générateurs de vapeur et au système du modérateur. Les travaux d'ingénierie détaillés sont en cours et on s'attend à ce que l'installation de ces raccords soit effectuée lors du prochain arrêt prévu, au printemps de l'année 2014. Voir les MPF 1.2.3 et 1.7.1 à l'annexe F.

4.5.4 Rapports initiaux d'événement

Comme le montre le tableau 22, un rapport initial d'événement (RIE) a été soumis dans le cas de la centrale Point Lepreau au cours de la période allant de janvier 2012 à avril 2013. L'événement faisant l'objet de ce RIE était de peu d'importance sur le plan de la sûreté.

Tableau 22 : Rapports initiaux d'événement – centrale Point Lepreau

Sujet	Brève description
Déversement d'eau lourde lors d'un essai de pressurisation du circuit caloporteur primaire	<p>Le 21 mai 2012, pendant que les activités de préparation en prévision d'un essai de pression hydrostatique du circuit caloporteur primaire, une ou plusieurs vannes de décharge de l'équipement temporaire servant à effectuer l'essai ont ouvert soudainement. La pression du circuit s'approchait de la pression d'essai lorsque l'opérateur a ajusté la vanne de contrôle de la pression afin d'accroître le taux de pressurisation. Il semble que cet ajustement ait occasionné une hausse soudaine de la pression, entraînant l'ouverture d'une vanne de sûreté protégeant contre les surpressions. Un déversement d'approximativement 300 litres d'eau lourde s'en est suivi, celle-ci provenant du système de collecte mis en place pour cet essai de pression qui a débordé. On a mis fin à l'essai et l'eau lourde a été confinée, nettoyée et récupérée afin d'être réutilisée.</p> <p>Il n'a pas été nécessaire d'évacuer le bâtiment du réacteur puisque le déversement a eu lieu dans une salle à l'intérieur de ce bâtiment qui a été conçue pour confiner et contrôler l'eau lourde et les vapeurs d'eau. Le personnel d'Énergie NB participant à cet essai avait reçu la formation en radioprotection appropriée et portait l'équipement de protection requis.</p> <p>Les essais de pression hydrostatique du circuit caloporteur primaire ont été interrompus temporairement jusqu'à ce que la cause de l'événement soit bien comprise, que des mesures correctives aient été prises et que l'aptitude fonctionnelle de l'équipement de pressurisation utilisé pour ces essais soit confirmée. Énergie NB a pris des mesures correctives et a poursuivi l'essai le 31 mai 2012.</p> <p>Le personnel de la CCSN a inspecté la procédure et l'équipement et fait un suivi des mesures prises par Énergie NB par suite de cet événement.</p> <p>Cet événement a été signalé à la Commission le 21 juin 2012 par l'entremise du document aux Commissaires (CMD) 12-M36. En ce qui a trait à cet événement, la soumission de ce CMD complétait le processus de notification de la Commission par le personnel de la CCSN.</p>

5. Sommaire et conclusions

Dans le cadre de l'évaluation du rendement en matière de sûreté des titulaires de permis de centrale nucléaire et de l'ensemble des centrales nucléaires, le personnel de la CCSN évalue dans quelle mesure les titulaires de permis répondent aux exigences réglementaires et aux attentes de la CCSN dans les 14 différents domaines de sûreté et de réglementation (DSR) formant le cadre de réglementation. L'évaluation traite également de questions génériques, dégage les tendances aux centrales nucléaires au chapitre du rendement et établit des comparaisons entre les indicateurs de rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires et ceux utilisés par des exploitants de centrale nucléaire étrangers et par d'autres secteurs industriels.

Le personnel de la CCSN a conclu que les centrales nucléaires avaient été exploitées de manière sûre en 2012. L'évaluation du rendement en matière de sûreté de chaque titulaire de permis dans chacun des 14 DSR a confirmé qu'ils ont pris les mesures appropriées pour préserver la santé et la sécurité des Canadiens, pour protéger l'environnement et pour respecter les engagements internationaux du Canada à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire. Les titulaires de permis ont respecté les exigences relatives à la soumission de rapports devant faire l'objet d'une surveillance réglementaire. Ils ont également effectué des suivis, y compris des analyses des causes fondamentales, au besoin.

Ces conclusions reposent sur les observations suivantes :

- aucune défaillance grave de système fonctionnel n'est survenue aux centrales nucléaires
- aucun membre du public n'a reçu de dose de rayonnement supérieure aux limites réglementaires
- aucun travailleur de centrale nucléaire n'a reçu de dose de rayonnement supérieure aux limites réglementaires
- la fréquence et la gravité des blessures et des accidents mettant en cause des travailleurs étaient minimales
- aucun rejet radiologique provenant des centrales n'a dépassé les limites réglementaires
- les titulaires de permis se sont conformés aux conditions de leur permis relatives aux obligations internationales du Canada

En outre, tout au long de l'année 2012, les titulaires de permis ont fait des progrès pour s'assurer, d'ici l'échéance de décembre 2013, de la conformité des programmes relatifs à l'information et la divulgation publiques avec les exigences du document d'application de la réglementation RD/GD-99.3, *L'information et la divulgation publiques*, publié par la CCSN en 2012. Les programmes améliorés des titulaires de permis relatifs à l'information et la divulgation publiques donnent l'assurance que l'information d'importance est disponible aux parties intéressées en temps opportun.

Le tableau 23 donne un sommaire des cotes de rendement attribuées au cours de la période 2010-2012 dans le cas de chacune des centrales nucléaires au Canada. Il donne, pour chacune des centrales, la cote attribuée pour chacun des DSR, ainsi que les cotes moyennes pour l'ensemble des centrales et la cote intégrée de chaque centrale, cette dernière cote étant une mesure du rendement global d'une centrale. Globalement, la tendance demeure la même ou s'améliore. Particulièrement, pour l'année 2012 :

- la cote intégrée de rendement est « entièrement satisfaisant » (ES) dans le cas de la centrale Darlington et « satisfaisant » (SA) dans le cas des autres centrales

- dans l'ensemble des centrales, la cote « entièrement satisfaisant » a été attribuée au rendement dans un total de neuf DSR - soit le nombre le plus élevé depuis que la structure des domaines de sûreté et de réglementation a été adoptée en 2010
- au chapitre du rendement dans le DSR « Santé et sécurité classiques », la cote « entièrement satisfaisant » a été attribuée à l'ensemble des centrales nucléaires – cette cote ayant été attribuée au rendement dans ce DSR à quatre des sept centrales
- aucune cote « inférieur aux attentes » (IA) ou « inacceptable » (IN) n'a été attribuée au rendement dans aucun des DSR; ceci était également le cas en 2011

En outre, comme l'indique le tableau 23, en 2012, dans l'ensemble des centrales nucléaires :

- la cote de rendement en matière de sûreté « entièrement satisfaisant » a été attribuée quatre fois dans le cas de la centrale Darlington (pour le rendement dans les DSR « Conduite de l'exploitation », « Aptitude fonctionnelle », « Radioprotection » et « Santé et sécurité classiques »)
- cette même cote a été attribuée deux fois dans le cas des centrales Bruce-A et Bruce-B (pour le rendement dans les DSR « Santé et sécurité classiques » et « Sécurité »)
- elle a également été attribuée une fois dans le cas de la centrale Point Lepreau, pour le rendement dans le DSR « Santé et sécurité classiques »
- dans le cas des centrales Darlington, Bruce-A et Bruce-B, ces cotes « entièrement satisfaisant » étaient les mêmes que celles attribuées l'année dernière au rendement dans ces domaines, tandis que dans le cas de la centrale Point Lepreau, la cote « entièrement satisfaisant » constitue une amélioration par rapport à 2011

Les titulaires de permis ont continué d'apporter des améliorations au chapitre de la gestion de la centrale, des installations et de l'équipement ainsi que des processus essentiels de contrôle en donnant suite aux mesures à prendre à la suite de l'accident à la centrale Fukushima Daiichi (MPF). Les progrès réalisés par les titulaires de permis en 2012 sont satisfaisants, les dossiers des 18 de ces mesures qui doivent être mises en œuvre à court terme sont soit fermés ou font l'objet d'examen par le personnel de la CCSN afin de décider s'ils devraient être fermés. Cette situation est conforme aux échéances du *Plan d'action de la CCSN*, sauf dans le cas de la centrale Gentilly-2 où la majorité des MPF devant être mises en œuvre à court terme ont été mises en suspens en raison de la fin de son exploitation commerciale. En ce qui concerne les MPF devant être mises en œuvre à moyen et long terme, les travaux des titulaires de permis progressent bien et ils devraient respecter l'échéance globale de décembre 2015.

Tableau 23: Tendances des cotes de rendement attribuées de 2010 à 2012

Domaine de sûreté et de réglementation	Année	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
		A	B		A	B			
Système de gestion	2010	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2011	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2012	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion du rendement humain	2010	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2011	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2012	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Conduite de l'exploitation	2010	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
	2011	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
	2012	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Analyse de la sûreté	2010	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2011	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2012	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Conception matérielle	2010	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2011	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2012	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	2010	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
	2011	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
	2012	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Radioprotection	2010	IA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
	2011	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
	2012	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Santé et sécurité classiques	2010	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
	2011	ES	ES	ES	SA	SA	SA	SA	SA
	2012	ES	ES	ES	SA	SA	SA	ES	ES
Protection de l'environnement	2010	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2011	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2012	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion des urgences et protection-incendie	2010	SA	SA	SA	SA	SA	SA	IA	SA
	2011	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2012	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion des déchets	2010	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2011	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2012	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Sécurité	2010	ES	ES	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2011	ES	ES	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2012	ES	ES	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Garanties et non-prolifération	2010	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2011	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2012	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Emballage et transport	2010	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2011	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
	2012	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Cote intégrée de la centrale	2010	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
	2011	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
	2012	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA

Annexe A : Définition des domaines de sûreté et de réglementation

La CCSN évalue dans quelle mesure les titulaires de permis se conforment aux exigences réglementaires et aux attentes de la CCSN en matière de rendement dans 14 domaines de sûreté et de réglementation (DSR) qui sont regroupés selon leur domaine fonctionnel, soit « Gestion », « Installation et équipement » ou « Processus de contrôle de base ».

Ces DSR se divisent en 66 domaines particuliers qui définissent les éléments-clés des DSR. Le personnel de la CCSN a effectué un examen des domaines particuliers à la fin de 2012 et a apporté des changements. Ces changements étant effectués tard dans la période de préparation du présent rapport, le personnel de la CCSN utilise un ensemble intérimaire de domaines particuliers pour le Rapport 2012 sur les centrales nucléaires. La liste révisée des domaines particuliers sera utilisée pour la préparation du Rapport 2013 sur les centrales nucléaires.

Les domaines fonctionnels, les DSR et l'ensemble intérimaire de domaines particuliers qui font l'objet de l'évaluation du rendement en matière de sûreté effectuée par la CCSN en 2012 se trouvent au tableau A.1.

Tableau A.1 : Les domaines fonctionnels, les domaines de sûreté et de réglementation, et les domaines particuliers utilisés par la CCSN pour évaluer le rendement des titulaires de permis

Domaine fonctionnel	Domaine de sûreté et de réglementation (DSR)	Domaine particulier
Gestion	Système de gestion	Système de gestion
		Organisation
		Gestion du changement
		Rendement en matière de gestion
		Culture de sûreté
		Gestion de la configuration
		Continuité des opérations
	Gestion du rendement humain	Programme de rendement humain
		Formation du personnel
		Accréditation du personnel
		Examens d'accréditation initiale et tests de requalification
		Organisation du travail et conception de tâches
		Procédures et outils de travail
		Aptitude au travail
	Conduite de l'exploitation	Réalisation des activités autorisées
		Procédures
		Expérience d'exploitation
		Rapport et établissement de tendances
		Rendement de la gestion des arrêts
		Paramètres d'exploitation sûre
		Gestion des accidents et rétablissement
Installation et équipement	Analyse de la sûreté	Gestion des accidents graves et rétablissement
		Analyse déterministe de la sûreté
		Étude probabiliste de sûreté
		Analyse de la criticité
		Analyse des accidents graves
		Évaluation des risques environnementaux

Domaine fonctionnel	Domaine de sûreté et de réglementation (DSR)	Domaine particulier
	Conception matérielle	Gestion des dossiers de sûreté (y compris les programmes de R-D)
		Conception des composants
		Qualification de l'équipement
		Conception et classification de système
		Facteurs humains dans la conception
		Robustesse de la conception
		Contrôle des modifications techniques
		Caractérisation du site
	Aptitude fonctionnelle	Aptitude de l'équipement au service / performance de l'équipement
		Entretien
		Surveillance des structures, systèmes et composants (SSC)
		Fiabilité des systèmes importants pour la sûreté
		Intégrité structurale
		Gestion du vieillissement, gestion du cycle de vie
		Inspections et essais périodiques
		Inspections en service de la partie conventionnelle de la centrale
Processus de contrôle de base	Radioprotection	Application du principe ALARA
		Contrôle des doses des travailleurs
		Dosimétrie individuelle
		Contrôle de la contamination
		Dose estimée au public
	Santé et sécurité classiques	Conformité au code du travail
		Tenue des lieux et gestion des dangers
		Gravité et fréquence des accidents
	Protection de l'environnement	Contrôle des effluents et des émissions (rejets)
		Système de gestion de l'environnement (SGE)
		Surveillance environnementale
	Gestion des urgences et protection-incendie	Préparation et intervention en cas d'urgence classique
		Préparation et intervention en cas d'urgence nucléaire
		Préparation et intervention en cas d'incendie
	Gestion des déchets	Minimisation, ségrégation et caractérisation des déchets
		Stockage et traitement des déchets
		Plans de déclasserment
	Sécurité	Installations et équipement
		Contrôle d'accès
		Formation, exercices et manœuvres
		Force d'intervention nucléaire
	Garanties et non-prolifération	Garanties et non-prolifération
	Emballage et transport	Emballage et transport

1. Système de gestion

Le DSR « Système de gestion » comprend le cadre qui établit les processus et les programmes nécessaires pour s'assurer qu'une organisation atteint ses objectifs en matière de sûreté, surveille constamment son rendement en fonction des objectifs et favorise une saine culture de sûreté.

Objectif de rendement

Il y a un système de gestion efficace qui intègre des mesures visant à se conformer à toutes les exigences réglementaires et autres pour permettre au titulaire de permis d'atteindre ses objectifs en matière de sûreté, de surveiller en continu son rendement en fonction de ces objectifs et maintenir une saine culture de sûreté.

La gestion de la configuration signifie le processus de détermination et de documentation des caractéristiques des structures, systèmes et composants (SSC) d'une centrale nucléaire (y compris les systèmes informatiques et les logiciels) qui donne l'assurance que les modifications de ces caractéristiques sont développées, évaluées, approuvées, émises, mises en œuvre, vérifiées, entrées aux registres et incorporées aux documents de la centrale. Le titulaire de permis est tenu de s'assurer que tous les systèmes importants pour la sûreté répondent aux exigences de conception et que les documents de la centrale reflètent l'état actuel de la centrale.

2. Gestion du rendement humain

Le DSR « Gestion du rendement humain » englobe les activités qui permettent d'atteindre un rendement humain efficace par l'élaboration et la mise en œuvre de processus visant à s'assurer que le personnel des titulaires de permis est en nombre suffisant dans tous les domaines d'emploi pertinents, qu'il possède les connaissances et compétences requises et qu'il a accès aux procédures et outils dont il a besoin pour effectuer ses tâches de manière sûre et sécuritaire.

Objectif de rendement

Le personnel des titulaires de permis est en nombre suffisant dans tous les domaines d'emploi pertinents, il possède les connaissances et compétences requises et il a accès aux procédures et outils dont il a besoin pour effectuer ses tâches de manière sûre et sécuritaire.

3. Conduite de l'exploitation

Le DSR « Conduite de l'exploitation » comprend un examen général de l'exécution des activités autorisées ainsi que des activités qui contribuent à l'atteinte d'un rendement efficace.

Objectif de rendement

La centrale est exploitée de façon sûre et sécuritaire, et une attention appropriée est accordée à la préservation de la santé, de la sûreté, à la sécurité des personnes, au rayonnement ainsi qu'à la protection de l'environnement et au respect des obligations internationales.

4. Analyse de la sûreté

Le DSR « Analyse de la sûreté » inclut la tenue à jour de l'analyse de la sûreté à l'appui du dossier de sûreté général de l'installation. Une analyse de la sûreté est une évaluation systématique des risques potentiels liés à l'exécution d'une activité proposée, ou l'exploitation d'une installation proposée, en tenant compte de l'efficacité des stratégies et mesures préventives visant à réduire les effets de ces risques.

Objectif de rendement

Il a été démontré que les conséquences des accidents de dimensionnement sont acceptables et que les systèmes de protection en place permettent de contrôler la puissance, de refroidir le combustible et de confiner toute radioactivité pouvant émaner de la centrale, et ce, de façon adéquate.

5. Conception matérielle

Le DSR « Conception matérielle » porte sur les activités qui ont une incidence sur la capacité des structures, systèmes et composants (SSC) de respecter et de maintenir leurs fondements de conception, compte tenu des nouvelles informations devenant disponibles au fil du temps et des changements dans l'environnement externe.

Objectif de rendement

Il est confirmé que les structures, systèmes et composants (SSC) importants en matière de sûreté et de sécurité nucléaires continuent de respecter leurs fondements de conception, quel que soit l'état d'exploitation jusqu'à la fin de leur durée de vie nominale.

Le domaine particulier « robustesse de la conception » couvre la conception matérielle des installations nucléaires de façon à s'assurer qu'elle est suffisamment robuste pour pouvoir résister aux menaces prévues, comme prévoir une protection contre un écrasement délibéré d'un avion. Les évaluations de ce DSR et les cotes de rendement qui lui sont attribuées sont fondées sur le rendement du titulaire de permis quant au respect des engagements pris auprès du personnel de la CCSN lors d'échanges de lettres, y compris la soumission d'évaluations détaillées concernant les écrasements d'avion. Les titulaires de permis ont démontré, à l'aide d'analyses comportant des hypothèses de départ prudentes et des marges de sûreté importantes, que les zones vitales et les SSC critiques sont protégés de façon telle qu'on ne prévoit aucune conséquence à l'extérieur du site dans le cas d'un écrasement d'un appareil de l'aviation générale.

6. Aptitude fonctionnelle

Le DSR « Aptitude fonctionnelle » comprend les activités qui ont une incidence sur l'état physique des structures, systèmes et composants (SSC) afin de veiller à ce qu'ils demeurent efficaces au fil du temps. Ce domaine comprend les programmes visant à s'assurer que, lorsque les circonstances l'exigent, l'équipement est disponible pour remplir la fonction pour laquelle il a été conçu.

Objectif de rendement

Les structures, systèmes et composants dont le rendement peut avoir une incidence sur la sûreté ou la sécurité demeurent disponibles, fiables et efficaces ainsi que conformes à la conception, aux analyses et aux mesures de contrôle de la qualité.

Dans le domaine particulier « fiabilité des systèmes importants pour la sûreté », les titulaires de permis ont mis en place des programmes de fiabilité reflétant les exigences stipulées dans le document d'application de la réglementation S-98, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires* [13], ceci afin de s'assurer que ces systèmes peuvent répondre et répondront à leurs exigences de conception et de rendement à un niveau de fiabilité acceptable et continueront de le faire tout au long de la vie des installations.

Dans le domaine particulier « gestion du vieillissement et du cycle de vie », les titulaires de permis sont tenus d'élaborer, mettre en œuvre et améliorer des programmes de gestion du vieillissement et de l'obsolescence des SSC. Ces programmes donnent l'assurance que les fonctions de sûreté requises sont maintenues en tout temps pendant la vie de chaque installation.

7. Radioprotection

Le DSR « Radioprotection » inclut la mise en œuvre d'un programme de radioprotection conformément au *Règlement sur la radioprotection*. Ce programme doit permettre de veiller à ce que la contamination et les doses de rayonnement reçues soient mesurées et contrôlées.

Objectif de rendement

La protection de la santé et de la sécurité des personnes est assurée par la mise en œuvre d'un programme de radioprotection qui permet de s'assurer que les doses de rayonnement sont

maintenues inférieures aux limites de dose réglementaires, optimales et qu'elles sont optimisées et maintenues au niveau le plus faible qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre (ALARA).

8. Santé et sécurité classiques

Le DSR « Santé et sécurité classiques » englobe la mise en œuvre d'un programme de gestion des risques pour la sécurité au travail et de protection du personnel et de l'équipement.

Objectif de rendement

Des pratiques et des conditions en matière de santé et de sécurité classiques permettent d'atteindre un niveau élevé de sécurité personnelle.

9. Protection de l'environnement

Le DSR « Protection de l'environnement » comprend les programmes visant à détecter, contrôler et surveiller tous les rejets de substances radioactives et dangereuses émanant des installations ou d'activités autorisées ainsi que leurs effets sur l'environnement.

Objectif de rendement

La protection de l'environnement ainsi que la santé et la sécurité des personnes sont assurées par le titulaire de permis qui prend toutes les précautions raisonnables, notamment en identifiant, en contrôlant et en surveillant les rejets de substances radioactives et dangereuses dans l'environnement.

10. Gestion des urgences et protection-incendie

Le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » porte sur les plans d'urgence et les programmes de préparation aux situations d'urgence mis en place pour faire face aux urgences ou aux conditions inhabituelles, y compris tout résultat au chapitre de la participation aux exercices. Il comprend également les interventions en cas d'urgence classique et la lutte contre les incendies. Le présent DSR incorpore la cote de rendement relative à la lutte contre les incendies alors que les activités, la conception et les analyses en matière de protection-incendie sont traitées et cotées dans le DSR approprié, soit « Conduite de l'exploitation », « Analyse de la sûreté » ou « Conception matérielle ».

Objectif de rendement

Des mesures appropriées sont prises concernant la préparation aux situations d'urgence et la capacité d'intervention qui permettraient d'atténuer les effets des rejets accidentels de substances nucléaires et dangereuses sur l'environnement, la santé et la sécurité des personnes et le maintien de la sécurité nationale.

Un programme exhaustif de protection-incendie a été mis en œuvre afin de minimiser les risques pour la santé et la sécurité des personnes et l'environnement attribuables aux incendies, au moyen d'une conception appropriée du système de protection-incendie, d'une analyse adéquate de la sûreté-incendie, d'une exploitation axée sur la sécurité-incendie et de mesures de prévention des incendies.

11. Gestion des déchets

Les DSR « Gestion des déchets » comprend les programmes internes relatifs aux déchets qui font partie des activités d'exploitation de l'installation jusqu'à ce que les déchets soient retirés de l'installation et transportés vers une installation distincte de gestion des déchets. Il inclut également la planification du déclassé.

Objectif de rendement

Un programme de gestion des déchets propre à l'installation et au flux de déchets, est élaboré, mis en œuvre et vérifié intégralement afin de contrôler et de minimiser le volume de déchets

nucléaires découlant des activités autorisées; la gestion des déchets fait partie des éléments-clés de la culture de l'entreprise et de la culture de sûreté; un plan de déclassement est tenu à jour.

Le déclassement comprend les mesures prises dans l'intérêt de la santé, de la sûreté, de la sécurité et de l'environnement au moment de mettre hors service de façon permanente une installation ou un site autorisé et de rétablir dans un état final prédéterminé. Conformément au *Règlement sur les installations nucléaires de catégorie I*, tous les titulaires de permis de réacteur de puissance doivent avoir en place en tout temps un plan de déclassement acceptable qui décrit en détail comment le déclassement de l'installation nucléaire sera éventuellement effectué. Ce plan doit être examiné et mis à jour par le titulaire de permis suivant un horaire régulier s'échelonnant sur cinq ans. Ce plan sert également de fondement à l'estimation des coûts d'effectuer le déclassement, donc de la garantie financière connexe qui donne l'assurance que les fonds requis pour le déclassement seront disponibles au moment de démanteler l'installation.

Une garantie financière acceptée par la Commission est en place pour chaque site de centrale nucléaire au Canada. Dans chaque cas, la stratégie de déclassement proposée par le titulaire de permis doit prévoir une période de conservation sous surveillance après la fin de l'exploitation normale, ceci étant fait en vertu d'un permis de déclassement qui durerait entre 30 et 40 ans avant que ne débute le démantèlement. Cette période permet une décroissance radioactive et le développement d'installations appropriées pour la gestion des déchets radioactifs qui en résulteront.

12. Sûreté

Le DSR « Sûreté » porte sur les programmes nécessaires pour appliquer et soutenir les exigences de sécurité stipulées dans les règlements, dans le permis, dans les ordres, ou dans les énoncés d'attente s'appliquant à l'installation ou à l'activité.

Objectif de rendement

La perte, le vol ou le sabotage de matières nucléaires ou le sabotage d'une installation autorisée sont prévenus.

13. Garanties et non-prolifération

Le DSR « Garanties et non-prolifération » porte sur les programmes et les activités nécessaires pour respecter avec succès les obligations découlant de l'accord entre le Canada et l'AIEA relatif à l'application des garanties et pour mettre en œuvre les mesures découlant du *Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires*.

Objectif de rendement

Le titulaire de permis se conforme aux mesures requises afin de satisfaire aux obligations internationales du Canada en matière de garanties en :

- soumettant en temps opportun des rapports et des renseignements exacts
- donnant accès aux inspecteurs de l'AIEA et en leur fournissant de l'aide lors des activités de vérification
- soumettant des informations annuellement sur l'exploitation et des informations exactes sur la conception des structures, des processus et des procédures de la centrale
- élaborant des procédures appropriées en matière de garanties à leurs centrales et en les mettant en œuvre adéquatement
- démontrant la capacité, confirmée par des évaluations de la CCSN au site, de respecter toutes les exigences à l'appui des vérifications matérielles de l'inventaire des matières nucléaires effectuées par l'AIEA

Le domaine « Garanties » se rapporte à un programme d'inspections et de vérifications effectuées par l'AIEA pour évaluer dans quelle mesure le Canada se conforme à ses obligations aux termes de l'accord sur les garanties conclu avec l'AIEA à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire. La CCSN exige que les titulaires de permis aient en place un programme ainsi que des procédures appropriées afin de s'assurer que les mesures en matière de garanties puissent être mises en œuvre aux installations d'une manière conforme à ces obligations. Le personnel de la CCSN évalue le programme et les procédures de chaque titulaire de permis ainsi que leur mise en œuvre afin d'évaluer s'il se conforme aux règlements et aux conditions du permis.

Dans le cas des centrales nucléaires, la portée du programme de non-prolifération est limitée aux suivi et déclarations relatifs aux obligations étrangères et à l'origine du matériel nucléaire. Ce suivi et ces déclarations aident la CCSN à mettre en œuvre les accords bilatéraux de coopération nucléaire que le Canada a signés avec d'autres pays.

14. Emballage et transport

Le DSR « Emballage et transport » a trait à l'emballage et au transport sûrs des substances nucléaires et des appareils à rayonnement en direction et en provenance de l'installation autorisée.

Objectif de rendement

Toutes les expéditions en provenance du site sont conformes au *Règlement sur l'emballage et le transport des substances nucléaires*, et au *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses* [23].

Les substances nucléaires provenant des centrales nucléaires sont transportées à l'aide d'emballages qui répondent aux exigences de la CCSN; dans certains cas, la conception des emballages est homologuée par cette dernière. Les envois les plus courants sont ceux de substances contaminées par des matériaux radioactifs sous forme liquide ou solide, d'échantillons contenant des substances nucléaires et d'eau lourde tritiée.

Conformément au *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses*, les titulaires de permis de centrale nucléaire sont tenus de mettre en place des programmes de formation appropriés pour les personnes participant à la manutention, à la préparation pour le transport et au transport de substances dangereuses, et ils doivent leur émettre un certificat de formation.

Plusieurs titulaires de permis de centrale nucléaire possèdent une flotte de véhicules qu'ils utilisent pour le transport de colis homologués et maintiennent une liste de transporteurs externes dont les services peuvent être retenus pour l'expédition de substances nucléaires.

Pour toute expédition de substances nucléaires provenant de leurs sites, les titulaires de permis de centrale nucléaire doivent se conformer aux exigences du *Règlement sur l'emballage et le transport de substances nucléaires* et du *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses*. Ils sont tenus de préparer et conserver des documents démontrant que les emballages utilisés pour le transport des substances nucléaires répondent aux exigences prescrites dans ces règlements.

Annexe B : Définitions des cotes et méthode d'attribution

B.1 Définitions

Les définitions de cotes de rendement utilisées dans ce rapport sont :

Entièrement satisfaisant (ES)

Les mesures de sûreté et de réglementation mises en œuvre par le titulaire de permis sont très efficaces. Le niveau de conformité aux exigences réglementaires est entièrement satisfaisant et le niveau de conformité dans le DSR ou le domaine particulier dépasse les exigences de même que les attentes de la CCSN. En général, le niveau de conformité est stable ou s'améliore et les problèmes qui se présentent sont réglés rapidement.

Satisfaisant (SA)

L'efficacité des mesures de sûreté et de réglementation mises en œuvre par le titulaire de permis est adéquate. Le niveau de conformité aux exigences réglementaires est satisfaisant. Pour ce domaine ou programme, le niveau de conformité répond aux exigences de même qu'aux attentes de la CCSN. Les déviations sont jugées mineures et on estime que le risque, de ne pas atteindre les objectifs réglementaires ou de ne pas se conformer aux attentes de la CCSN, présenté par chacun des problèmes décelés est faible. Des améliorations appropriées sont prévues.

Inférieur aux attentes (IA)

L'efficacité des mesures de sûreté et de réglementation mises en œuvre par le titulaire de permis est un peu en deçà des attentes. Le niveau de conformité aux exigences réglementaires est inférieur aux attentes. Pour ce domaine ou programme, le niveau de conformité s'écarte des exigences de même que des attentes de la CCSN de sorte qu'il existe un risque modéré, qu'à la limite, le domaine ou le programme ne soit plus conforme. Des améliorations doivent être apportées afin que les lacunes relevées soient corrigées. Le titulaire de permis prend les mesures correctives voulues.

Inacceptable (IN)

Les mesures de sûreté et de réglementation mises en œuvre par le titulaire de permis sont clairement inefficaces. Le niveau de conformité aux exigences réglementaires est inacceptable et la conformité est sérieusement mise à risque. Pour l'ensemble d'un domaine ou d'un programme, le niveau de conformité est nettement inférieur aux exigences ou aux attentes de la CCSN, ou on constate une non-conformité générale. Si des mesures correctives ne sont pas prises, il existe un risque élevé que les lacunes entraîneront un risque inacceptable. Les problèmes ne sont pas résolus de façon efficace, aucune mesure corrective appropriée n'a été prise et aucun autre plan d'action n'a été proposé. Des mesures correctives sont requises immédiatement.

B.2 Méthode d'attribution des cotes de rendement

La détermination de la cote intégrée de rendement d'une centrale commence par l'évaluation des domaines particuliers et l'attribution d'une cote de rendement à chacun d'eux.

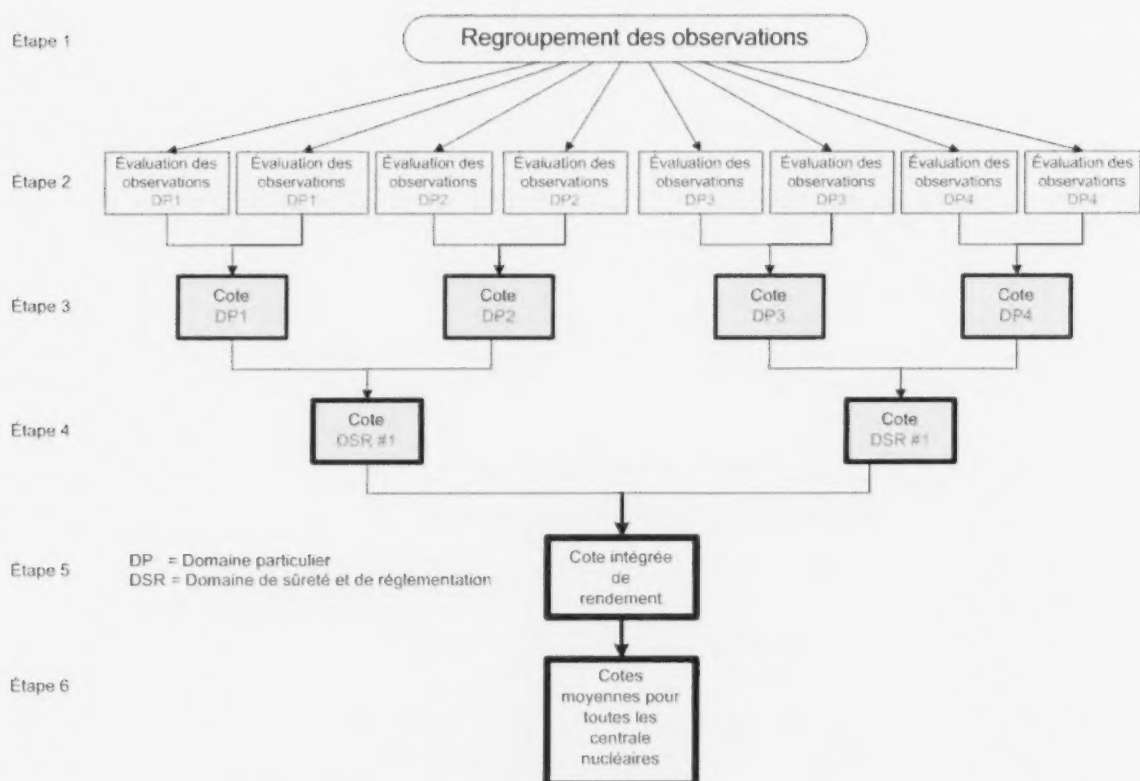
À chacune des centrales, les cotes attribuées au rendement dans les différents domaines particuliers sont déterminées en tenant compte des observations faites au cours d'inspections, d'examen documentaires et de revues d'événements. Ainsi, une cote est attribuée au rendement dans chacun des domaines particuliers que comprennent les 14 DSR, tel que décrit à l'annexe A.

Les cotes de rendement dans chacun des DSR pour chaque centrale sont déterminées à l'aide d'un algorithme. Cet algorithme sert à convertir chacune des cotes attribuées aux domaines particuliers des DSR en une valeur numérique (à l'aide d'une table de conversion), à calculer la moyenne de ces valeurs et à convertir la moyenne (à l'aide d'une grille d'attribution de cotes) en une cote de rendement pour le DSR. On obtient ainsi des cotes de rendement dans chacun des 14 DSR pour chacune des sept centrales nucléaires au Canada.

Pour chacune des centrales, une cote intégrée de rendement est déterminée en faisant la moyenne des cotes attribuées au rendement dans les 14 DSR. Pour ce faire, les 14 cotes sont combinées à l'aide d'une formule mathématique comportant des facteurs de pondération, générant ainsi une valeur numérique unique du rendement pour chacune des centrales nucléaires. Ces valeurs numériques sont converties (à l'aide d'une grille d'attribution de cote) en une cote intégrée de rendement globale pour la centrale nucléaire.

La figure B.1 décrit sous forme graphique la méthode suivie pour déterminer les cotes intégrées de rendement pour chacune des centrales nucléaires. Afin de simplifier le graphique, cette figure montre seulement quatre domaines particuliers.

Figure B.1 : Méthode de détermination des cotes de rendement



À la figure B.1, les étapes sont de haut en bas :

Étape 1 : Regroupement des observations

Les observations, qui proviennent de différentes sources dont les inspections, les examens documentaires et les revues d'événement, sont regroupées dans les différents domaines particuliers. Ces observations sont évaluées à l'aide de critères de conformité propres à chacun des domaines particuliers qui permettent de déterminer le niveau de conformité aux exigences réglementaires.

Étape 2 : Évaluation des observations

Le personnel de la CCSN évalue les observations en fonction des critères de conformité et, selon leur signification en matière de rendement, il les classe dans une des catégories suivantes : très négative, moyennement négative, faiblement négative, négligeable ou positive. La catégorie dans laquelle une observation est classée est fonction de l'importance de l'incidence négative des conditions d'exploitation qui en font l'objet sur le rendement du domaine particulier, tel que décrit ci-après :

Très négative : Les conditions observées nuisent grandement à l'efficacité des mesures de sûreté et de réglementation dans ce domaine particulier; manifestation de leur défaillance.

Moyennement négative : Les conditions observées nuisent moyennement à l'efficacité des mesures de sûreté et de réglementation dans ce domaine particulier.

Faiblement négative : Les conditions observées nuisent un peu à l'efficacité des mesures de sûreté et de réglementation dans ce domaine particulier.

Négligeable : Les conditions observées ne remettent pas en cause l'efficacité des mesures de sûreté et de réglementation dans ce domaine particulier.

Positive : Les conditions observées sont des preuves que le rendement dans ce domaine particulier est efficace.

Étape 3 : Attribution d'une cote au rendement dans chacun des domaines particuliers

Le personnel de la CCSN examine les observations pertinentes à chacun des domaines particuliers et détermine leur incidence à l'aide de lignes directrices élaborées par la CCSN. Les conditions observées sont évaluées en tenant compte de l'objectif de rendement dans le DSR pertinent. Les catégories d'incidence attribuées à toutes les observations d'un domaine particulier sont ensuite converties en cotes de rendement, soit ES, SA, IA ou IN, c'est-à-dire :

ES: Les mesures de sûreté et de réglementation sont très efficaces.

SA: L'efficacité des mesures de sûreté et de réglementation est adéquate.

IA: L'efficacité des mesures de sûreté et de réglementation est peu en deçà des attentes.

IN: Les mesures de sûreté et de réglementation sont clairement inefficaces.

Les définitions des cotes de rendement sont utilisées pour établir la cote de rendement dans les domaines particuliers, les DSR et les centrales.

Étape 4 : Attribution d'une cote au rendement dans chacun des DSR

On donne une valeur numérique aux cotes attribuées au rendement dans chacun des domaines particuliers. La cote de rendement pour un DSR est déterminée en faisant la moyenne des valeurs numériques du rendement dans ses domaines particuliers. Cette moyenne est ensuite convertie en une cote intégrée de rendement à l'aide d'une grille d'attribution de cote.

Étape 5 : Détermination de la cote intégrée d'une centrale

La cote intégrée de chaque centrale est déterminée en combinant, à l'aide d'une formule mathématique comportant des facteurs de pondération, les valeurs des cotes attribuées à chacun des 14 DSR. Une approche de réglementation en fonction des risques est utilisée pour déterminer le facteur de pondération de chacun des DSR. Ces facteurs représentent le risque relatif de chaque DSR au regard de la sûreté globale de la centrale. La valeur numérique de la cote intégrée est convertie en une cote de rendement à l'aide d'une grille d'attribution de cote.

Étape 6 : Détermination des cotes moyennes pour toutes les centrales

De plus, des cotes moyennes pour toutes les centrales nucléaires sont déterminées en faisant la moyenne des cotes attribuées au rendement dans chacun des DSR et des cotes intégrées de rendement attribuées à chacune des sept centrales. La cote moyenne pour toutes les centrales dans un DSR donné est déterminée en utilisant les cotes attribuées au rendement dans ce DSR à chacune des centrales. De même, la cote intégrée de rendement moyenne pour toutes les centrales est déterminée en utilisant les cotes intégrées de rendement attribuées à chacune des centrales nucléaires.

Le tableau 1 (dans le « Sommaire » au début du présent rapport) montre les cotes de rendement pour l'année 2012 tandis que le tableau 23 (à la section 5, « Sommaire et conclusions ») montre la tendance de ces cotes au cours des trois dernières années.

Annexe C : Recherche et développement à l'appui de la réglementation des centrales nucléaires

La présente annexe contient des renseignements sur les activités de recherche et développement (R-D) menées par les entreprises du secteur nucléaire et par la CCSN afin d'améliorer la sûreté des centrales nucléaires en exploitation.

C.1 Activités de recherche et de développement – secteur nucléaire

Le programme de R-D du Groupe des propriétaires de CANDU (COG, de l'anglais « CANDU owners group ») et le programme relatif à l'ensemble d'outils normalisés de l'industrie sont parrainés par quatre entreprises du secteur de l'énergie nucléaire au Canada (Bruce Power, OPG, Hydro-Québec et Énergie NB), par Romanian Societatea Nationala Nuclearelectrica S.A. et par Énergie atomique du Canada limitée. Tel que mentionné dans le document COG-10-9205, *Plan opérationnel 2010-2011 du programme de recherche et de développement en matière de sûreté et d'autorisation* [32], les programmes de R-D du COG et le programme relatif à l'ensemble des outils normalisés de l'industrie ont été mis sur pied afin de soutenir l'exploitation sûre, fiable et efficiente des réacteurs CANDU et, à des fins de gestion, ils sont regroupés dans les cinq domaines techniques suivants :

- canaux de combustible
- sûreté et administration
- santé et sécurité et environnement
- chimie, matériaux et composants
- ensemble d'outils normalisés du secteur nucléaire

La CCSN a examiné divers documents des centrales nucléaires portant sur les plans de travail, les méthodes et les résultats relatifs à ces programmes ou sujets en matière d'analyse de la sûreté en cours.

C.2 Activités de R-D – CCSN

Dossiers génériques

Tous les dossiers génériques ont été fermés en 2012.

Questions de sûreté relatives au CANDU

Les questions entrant dans la catégorie des questions de sûreté relatives au CANDU (QSC) ne remettent pas en cause la sûreté des réacteurs en exploitation, leur dossier en matière de sûreté de l'exploitation ayant atteint un très haut niveau. Elles portent plutôt sur des sujets pour lesquels des incertitudes existent au niveau des connaissances, pour lesquels des hypothèses prudentes ont été utilisées pour effectuer l'évaluation de la sûreté ou pour lesquels des décisions de l'agence de réglementation sont requises ou doivent être confirmées. D'autres travaux, y compris de la recherche expérimentale, peuvent être requis pour déterminer avec plus d'exactitude l'effet général d'une question sur la sûreté de l'exploitation de l'installation et pour confirmer que des marges de sûreté adéquates existent. Il convient de mentionner que certaines des QSC s'appliquent également à d'autres types de réacteurs.

Comme le montre le tableau C.1, pour tous les titulaires de permis, une QSC a été reclassée à une catégorie dont l'importance est moindre sur le plan de la sûreté. Des mesures appropriées sont cependant en place pour cette catégorie afin de maintenir des marges de sûreté adéquates et le personnel de la CCSN continuera de faire un suivi de la gestion de cette question de sûreté effectuée par les titulaires de permis. Comme le montrent les tableaux C.2 et C.3, douze QSC nécessitant des études expérimentales et/ou analytiques additionnelles n'étaient toujours pas réglées à la fin de 2012. Quatre de celles-ci ont trait aux grosses pertes de caloporteur (GPERCA) tandis que les huit autres portent sur d'autres sujets.

Dans le cas de ces dernières (tableau C.3), elles ont soit été reclassées (pour des sites particuliers) ou l'information en appui à une reclassification est en voie d'être examinée par le personnel de la CCSN, sauf dans le cas de la QSC liée au comportement des grappes et des éléments de combustible dans les conditions qui prévalent après l'assèchement des grappes de combustible (PF 18). Il est prévu que la plupart de ces QSC seront réglées d'ici la fin de 2013.

Tableau C.1 : Renseignements sur les questions de sûreté reclassées pour tous les titulaires de permis

QSC	Titre	Brève description	Commentaire	Échéance prévue
SS 5	Mesures pour contrôler l'hydrogène en cas d'accident	Les titulaires de permis se sont engagés à installer des recombineurs autocatalytiques passifs afin d'améliorer le contrôle de l'hydrogène en cas d'AD.	Des recombineurs autocatalytiques passifs seront installés à toutes les centrales nucléaires au Canada afin d'établir une ligne de défense supplémentaire à la stratégie actuelle d'atténuation du risque que présente l'hydrogène. De tels recombineurs ont été installés aux tranches 1, 2 et 4 de la centrale Bruce-A, à la tranche 3 de la centrale Darlington, à la tranche 4 de la centrale Pickering-A ainsi qu'aux centrales Gentilly-2 et Point Lepreau. Les titulaires de permis fourniront le calendrier de l'installation de tels recombineurs aux autres tranches.	Octobre 2012

Tableau C.2 : Renseignements sur les questions de sûreté ayant trait aux grosses pertes de caloporteur

QSC	Titre	Brève description	Commentaire	Échéance prévue
AA 9	Analyse portant sur le coefficient de réactivité dû au vide	L'événement de dimensionnement de type GPERCA est l'un des accidents les plus difficiles à analyser dans le cas des réacteurs CANDU parce qu'il existe toujours certaines incertitudes concernant plusieurs aspects du fonctionnement du réacteur en conditions d'accident, dont les transitoires touchant le combustible et créant un effet de vide, et sa modélisation par ordinateur.	La CCSN a élaboré une position réglementaire provisoire afin de pouvoir faire face à l'éventualité où de nouvelles informations découlant de travaux de recherche ou d'analyse ou de l'exploitation des centrales, ayant une incidence négative sur les marges de sûreté en cas de GPERCA, devenaient disponibles au cours de cette période. Cette position provisoire est conforme aux mesures de contrôle du risque dans le cas des QSC et sera maintenue jusqu'à ce que les recommandations du groupe de travail du COG sur les GPERCA soient acceptées par la CCSN et complètement mises en œuvre aux centrales nucléaires.	Décembre 2013
PF 9	Comportement du combustible lors de transitoires à haute température			
PF 10	Comportement du combustible lors de transitoires comportant des pointes de puissance			
PF 12	Assèchement de canaux lors d'une GPERCA			

Tableau C.3 : Renseignements sur les autres questions de sûreté

QSC	Titre	Brève description	Commentaire	Échéance prévue
CI 1	Intégrité des canaux de combustible et les effets sur les parties internes du cœur	Dans une centrale nucléaire, les fonctions liées à la sûreté doivent demeurer efficaces tout au long de la vie de la centrale. Le titulaire de permis doit avoir mis en œuvre un programme permettant de prévenir et détecter toute diminution de l'efficacité des fonctions importantes liées à la sûreté attribuable au vieillissement et d'enrayer toute dégradation importante.	Les titulaires de permis ont adopté des programmes de gestion du vieillissement ainsi que des lignes directrices en matière d'aptitude fonctionnelle des composants pouvant limiter la durée de vie de la centrale (p. ex. les tuyaux d'alimentation, les tubes de force et les tubes des générateurs de vapeur). Cependant, les titulaires de permis n'ont pas mis en œuvre pleinement et de façon systématique des programmes de gestion du vieillissement des autres systèmes.	Décembre 2013
GL 3	Vieillessement de l'équipement et des structures			Décembre 2013
PF 19	Incidence du vieillissement sur la sûreté de l'exploitation des centrales			Décembre 2013
PF 20	Méthode d'analyse des surpuissances neutroniques et locales	La fonction de protection contre les surpuissances neutroniques et les surpuissances locales vise à déclencher un arrêt d'urgence (AU) du réacteur, pour des états analysés du réacteur, avant l'assèchement du combustible. Le seuil de déclenchement est fixé de sorte à prévenir tout dommage possible au combustible, principalement en cas de perte de régulation lente.	À la fin de 2011, Bruce Power et OPG avaient complété les activités qu'elles s'étaient engagées à réaliser pour donner suite aux recommandations du Groupe d'experts indépendants et aux commentaires formulés par le personnel de la CCSN suite à son examen. Au cours de l'année 2012, dans le cadre d'un projet de recherche de la CCSN, le personnel de celle-ci a continué d'examiner la nouvelle méthode de Bruce Power et d'OPG relative aux surpuissances neutroniques ainsi que les analyses comparatives connexes. Il a présenté son quatrième rapport d'étape relatif à cet examen à la Commission en août 2012.	Décembre 2013
PSA 3	Conception de la partie conventionnelle des centrales – protection contre la vapeur	Cette question s'applique aux centrales à tranches multiples où les ruptures de conduites de vapeur et de conduites d'eau d'alimentation sont les événements qui contribuent le plus à la fréquence des dommages au cœur et à la fréquence des rejets importants, soit dans une proportion de 70 % à 80 %. La rupture d'une conduite à haute énergie, comme une rupture d'une conduite de vapeur ou d'une conduite d'eau	Les titulaires de permis doivent envisager des mesures pratiques pour réduire le risque de défaillances en série de systèmes de soutien servant au contrôle, au refroidissement et au confinement (p. ex. l'air d'instrumentation, les systèmes électriques, les systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation, le système d'urgence de décharge forcée de l'air, les refroidisseurs d'air locaux).	Septembre 2014

QSC	Titre	Brève description	Commentaire	Échéance prévue
		d'alimentation, pourrait occasionner des dommages considérables à plusieurs panneaux électriques et systèmes.		
IH 6	Évaluation systématique des conséquences d'une rupture de conduite à haute énergie	Les effets dynamiques de la rupture d'une conduite à haute énergie (p. ex. effets de jet et de fouettement des conduites) peuvent entraîner la défaillance de structures, de systèmes et de composants (SSC) et rendre indisponible la défense en profondeur. La question porte principalement sur l'absence d'un examen systématique bien documenté des conséquences de ruptures de conduite à haute énergie.	Le secteur nucléaire doit fournir une analyse systématique pour protéger les SSC contre les conséquences d'une rupture hypothétique de conduite à haute énergie.	Juin 2014
AA 3	Validation des programmes informatiques et des modèles des centrales	Les titulaires de permis de centrale nucléaire ont élaboré des programmes de validation propres aux programmes informatiques utilisés par le secteur nucléaire afin qu'il soit possible de se fier pleinement aux analyses de sûreté.	En général, les travaux de validation des programmes informatiques en cours ne sont pas conformes aux exigences qui permettraient de qualifier pleinement ces programmes.	Septembre 2013
PF 18	Comportement des grappes et des éléments de combustible dans les conditions qui prévalent après l'assèchement des grappes de combustible	Certains modèles particuliers, comme celui traitant de la déformation des grappes de combustible, nécessitent des améliorations afin d'accroître la confiance pouvant être accordée aux prévisions de défaillance des éléments de combustible et des canaux de combustible.	Les titulaires de permis doivent soumettre des éléments probants expérimentaux ou analytiques afin de clarifier les conditions entraînant la déformation du combustible et des défaillances de gaine de combustible (p. ex., assèchement, température du combustible, moment de la défaillance) ainsi que la défaillance de canaux de combustible qui peuvent s'ensuivre.	Septembre 2014

Annexe D : Doses efficaces collectives aux centrales nucléaires

Les figures suivantes indiquent la tendance sur une période de cinq ans (de 2008 à 2012) de la dose efficace collective annuelle aux travailleurs à chacune des centrales. Ces données ont été regroupées pour montrer à quel moment les doses ont été reçues (c.-à-d. lorsque le réacteur fonctionnait ou pendant des périodes d'arrêt ou de réfection) ainsi que les voies d'exposition (c.-à-d. interne ou externe). Il convient de souligner que les doses présentées dans les figures sont celles reçues par le même groupe de travailleurs.

Pour chacune des centrales :

- La première figure montre les doses efficaces collectives reçues lors d'activités d'exploitation routinières (au jour le jour) comparativement à celles reçues pendant les périodes où le réacteur est à l'arrêt ou la centrale est en réfection. Ces doses comprennent les doses externes et internes.
- La deuxième figure montre les doses efficaces collectives reçues à la suite d'expositions externes et internes pendant toutes les activités radiologiques effectuées au cours de l'année.

La dose efficace collective annuelle est la somme des doses efficaces reçues par tous les travailleurs à une centrale au cours d'une année. Elle est mesurée en personnes-Sieverts (p-Sv). Il n'existe pas de limite de dose réglementaire pour la dose efficace collective annuelle, mais celle-ci est utilisée comme référence dans le monde entier pour évaluer l'efficacité du contrôle des doses aux centrales nucléaires.

Dans le cas des activités d'exploitation routinières, les variations d'une année à l'autre sont fonction, en partie, de la période pendant laquelle la centrale a été en exploitation chaque année ainsi que des débits de dose typiques liés au fonctionnement de la centrale.

Les doses reçues en temps d'arrêt (prévu et imprévu), comprennent la dose à tous les travailleurs, y compris celles aux employés des entrepreneurs. Le nombre d'arrêts par année, l'importance et la durée des travaux, le nombre de travailleurs y participant et les débits de dose liés aux travaux en temps d'arrêt sont des paramètres qui font varier les doses.

La dose externe est la dose reçue de sources de rayonnement à l'extérieur du corps tandis que la dose interne vient des matières radioactives incorporées dans le corps.

En 2012, approximativement 90 % de la dose efficace collective était dû aux activités en temps d'arrêt, et la majorité de la dose de rayonnement reçue par les travailleurs était due à l'exposition externe. Environ 10 % de la dose reçue était attribuable à l'exposition interne. Le tritium a contribué le plus aux doses internes reçues par les travailleurs.

N.B. : Il faut faire preuve de prudence au moment de comparer les doses efficaces collectives des centrales nucléaires, car ceci n'est pas tout à fait approprié compte tenu des différences entre ces dernières (p. ex. sur le plan de la conception, de l'âge, de l'exploitation et de l'entretien).

D.1 Doses efficaces collectives annuelles aux centrales Bruce-A et Bruce-B

En 2012, le contrôle des expositions des travailleurs au rayonnement était adéquat aux centrales Bruce-A et Bruce-B. La dose efficace collective liée aux activités de réfection était moins élevée qu'au cours des dernières années en raison des types d'activités radiologiques réalisées. Les activités de réfection des tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A ont été réalisées en 2012, la dose cumulée pendant ce projet étant

inférieure à 28,0 p-Sv (28 000 p-mSv), la dose prévue initialement pour celui-ci. La tranche 1 a été remise en service le 19 septembre 2012 et la tranche 2 l'a été le 16 octobre 2012.

Les figures D.1 et D.2 montrent les doses efficaces collectives aux tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A. Un arrêt a eu lieu à la tranche 1 en novembre. À la figure D.1, la dose liée à cet arrêt (521 mSv) est incluse dans la barre indiquant la dose attribuée à la réfection et aux arrêts.

Aux centrales Bruce-A et Bruce-B, les variations d'une année à l'autre de la dose efficace collective sont principalement fonction du nombre d'arrêts et de l'importance des travaux en temps d'arrêt. Les doses efficaces collectives aux tranches 3 et 4 de la centrale Bruce-A, présentées aux figures D.3 et D.4, sont demeurées supérieures à la moyenne de toutes les centrales. L'importance de ces doses est due à l'ampleur des travaux requis pour la mise en œuvre aux tranches 3 et 4 des plans techniques relatifs à la prolongation de la durée de vie et au cycle de vie de l'équipement. Un arrêt prévu a eu lieu à la centrale Bruce-B en 2012. L'importance des travaux lors de cet arrêt était moindre par comparaison à celle des travaux des années précédentes. Comme le montrent les figures D.5 et D.6, ceci a permis d'enregistrer à la centrale Bruce-B la dose efficace collective la moins élevée par comparaison à celles des cinq dernières années.

Les doses efficaces reçues par les travailleurs en 2012, ainsi que les valeurs moyenne et maximale de ces doses sont présentées à la section 2.7.

Figure D.1 : Dose efficace collective aux tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A, pour chaque état d'exploitation

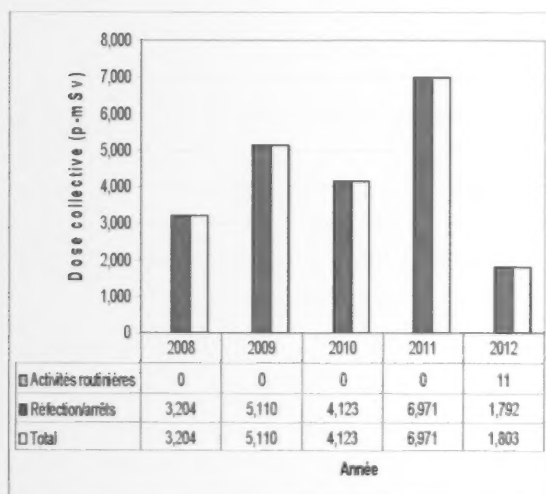


Figure D.2 : Dose efficace collective par expositions internes et externes aux tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A

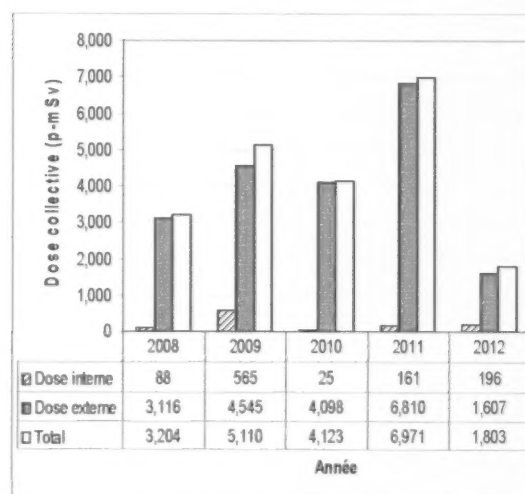


Figure D.3 : Dose efficace collective aux tranches 3 et 4 de la centrale Bruce-A, pour chaque état d'exploitation

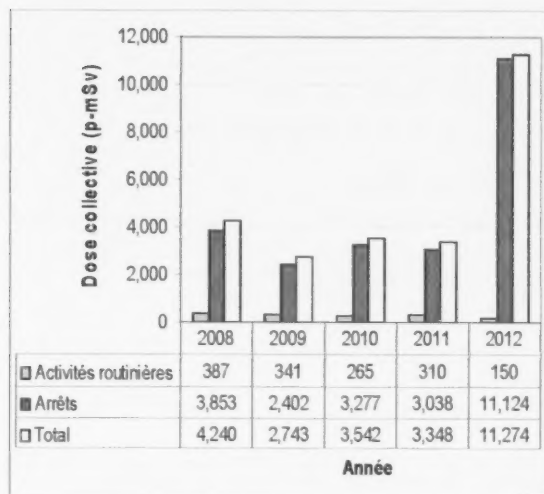


Figure D.4 : Dose efficace collective par expositions internes et externes aux tranches 3 et 4 de la centrale Bruce-A

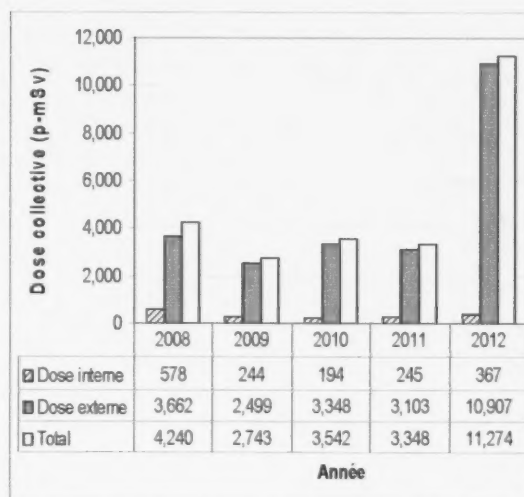


Figure D.5 : Dose efficace collective aux tranches 5 à 8 de la centrale Bruce-B, pour chaque état d'exploitation

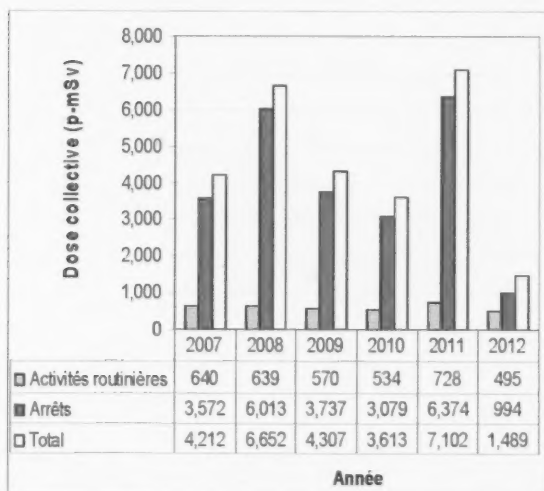
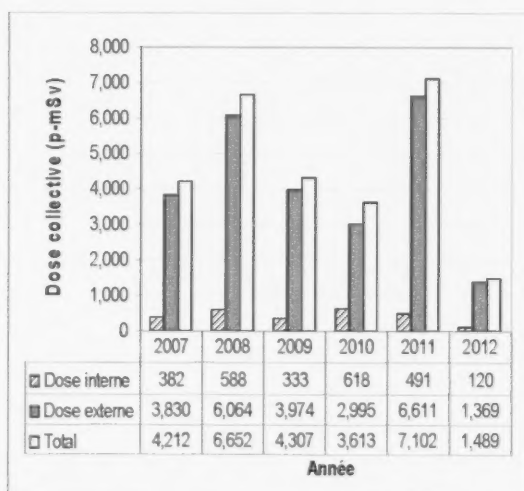


Figure D.6 : Dose efficace collective par expositions internes et externes aux tranches 5 à 8 de la centrale Bruce-B



D.2 Doses efficaces collectives annuelles à la centrale Darlington

En 2012, le contrôle de l'exposition des travailleurs au rayonnement a été efficace à la centrale Darlington. Au chapitre de la dose efficace collective et des doses collectives externes, comme le montrent les figures D.7 et D.8, le rendement d'OPG était supérieur à l'objectif visé en fin d'année, en raison d'une planification et d'une exécution efficaces des travaux en temps d'arrêt et des travaux à risque élevé. En 2012, la dose collective interne était supérieure à celle de 2011 en raison de concentrations de tritium plus élevées pendant l'arrêt de la tranche 3. Des mesures d'atténuation ont été prises pour gérer ce danger radiologique.

À la centrale Darlington, les variations d'une année à l'autre de la dose efficace collective sont principalement fonction du nombre d'arrêts et de l'importance des travaux en temps d'arrêt.

Les doses efficaces reçues par les travailleurs en 2012, ainsi que les valeurs moyenne et maximale de ces doses sont présentées à la section 2.7

Figure D.7 : Dose efficace collective aux tranches 1 et 4 de la centrale Darlington, pour chaque état d'exploitation

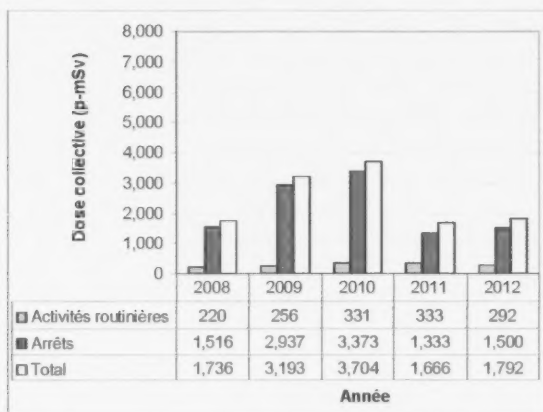
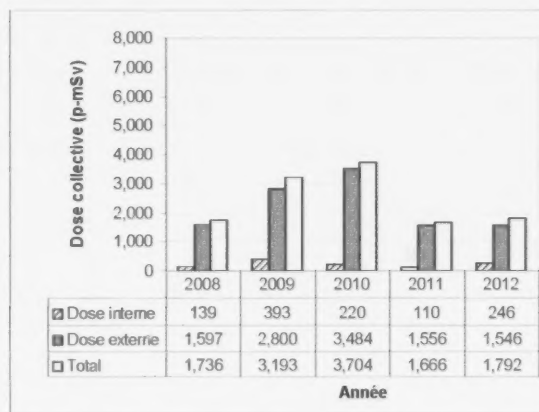


Figure D.8 : Dose efficace collective par expositions internes et externes aux tranches 1 et 4 de la centrale Darlington



D.3 Doses efficaces collectives annuelles aux centrales Pickering-A et Pickering-B

En 2012, le contrôle de l'exposition des travailleurs au rayonnement a été efficace aux centrales Pickering-A et Pickering-B. Comme le montrent les figures D.9, D.10, D.13 et D.14, les variations d'une année à l'autre de la dose efficace collective sont principalement fonction du nombre d'arrêts et de l'importance des travaux en temps d'arrêt. Aux centrales Pickering-A et Pickering-B, l'augmentation des doses collectives liées aux arrêts est principalement attribuable aux programmes et modifications exhaustifs réalisés au cours des arrêts (afin d'améliorer l'exploitation et d'assurer un rendement sûr et fiable jusqu'à ce qu'on mette fin à l'exploitation commerciale de ces centrales). Certains arrêts imprévus ont également contribué à cette tendance. Des initiatives relatives au principe ALARA sont en voie d'être mises en œuvre afin d'améliorer le rendement futur du programme de radioprotection à Pickering et ainsi réduire les doses collectives.

La dose liée aux activités radiologiques réalisées aux tranches en état de conservation sûr est négligeable en comparaison la dose collective reçue aux tranches en exploitation. Elle n'est donc rapportée séparément mais plutôt intégrée à celle reçue aux tranches 1 à 4 de la centrale Pickering-A (ceci depuis 2011).

Les figures D.11 et D.12 montrent les doses reçues de 2008 à 2012 en raison de la transition des tranches 2 et 3 à un état de conservation sûr.

Les doses efficaces reçues par les travailleurs en 2012, ainsi que les valeurs moyenne et maximale de ces doses sont présentées à la section 2.7

Figure D.9 : Dose efficace collective aux tranches 1 et 4 de la centrale Pickering-A, pour chaque état d'exploitation

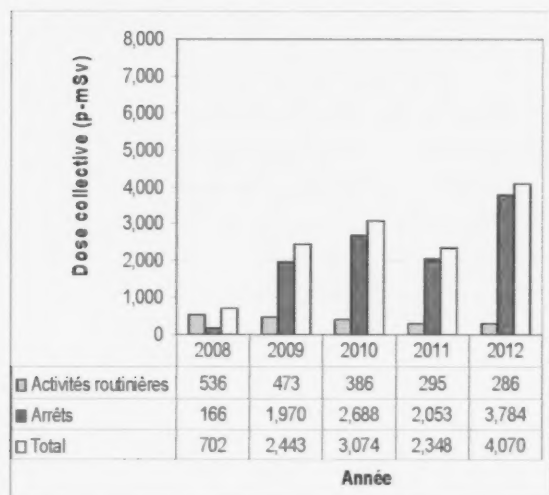


Figure D.10 : Dose efficace collective par expositions internes et externes aux tranches 1 et 4 de la centrale Pickering-A

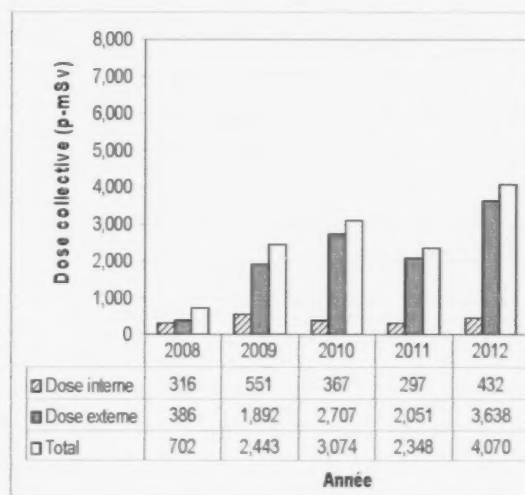


Figure D.11 : Dose efficace collective aux tranches 2 et 3 de la centrale Pickering-A, pour chaque état d'exploitation*

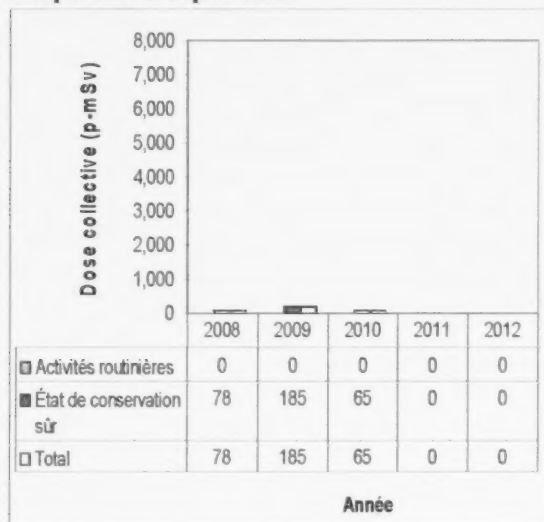
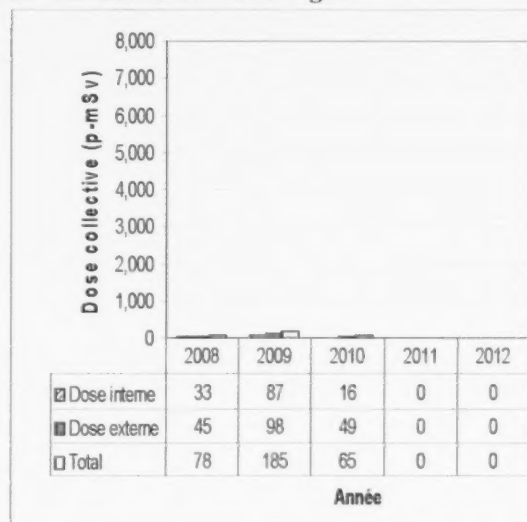


Figure D.12 : Dose efficace collective par expositions internes et externes aux tranches 2 et 3 de la centrale Pickering-A*



* La transition à placer ces tranches dans un état de conservation sûr a débuté en 2008.

Figure D.13 : Dose efficace collective aux tranches 5 à 8 de la centrale Pickering-B, pour chaque état d'exploitation

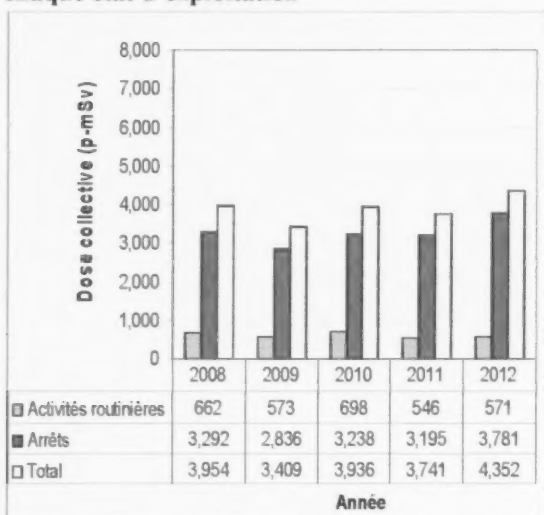
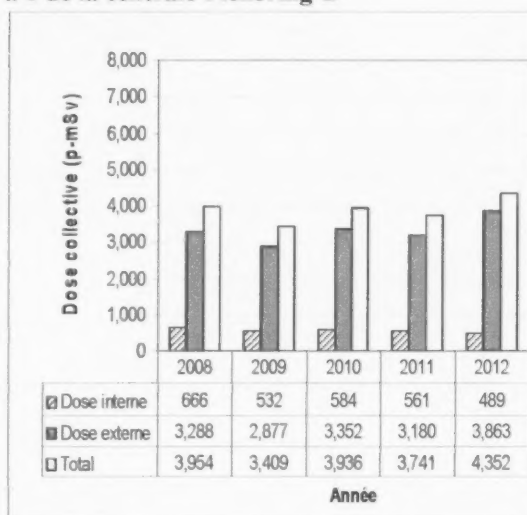


Figure D.14 : Dose efficace collective par expositions internes et externes aux tranches 5 à 8 de la centrale Pickering-B



D.4 Doses efficaces collectives annuelles à la centrale Gentilly-2

En 2012, le contrôle de l'exposition des travailleurs au rayonnement a été efficace à la centrale Gentilly-2. Les variations d'une année à l'autre de la dose efficace collective sont principalement fonction du nombre d'arrêts et de l'importance des travaux en temps d'arrêt. Comme le montrent les figures D.15 et D.16, les doses internes et externes reçues en 2012 étaient les moins élevées par comparaison à celles des cinq dernières années, ceci étant dû à une réduction du nombre et de la portée des activités radiologiques réalisées.

Les doses efficaces reçues par les travailleurs en 2012, ainsi que les valeurs moyenne et maximale de ces doses sont présentées à la section 2.

Figure D.15 : Dose efficace collective à la centrale Gentilly-2, pour chaque état d'exploitation

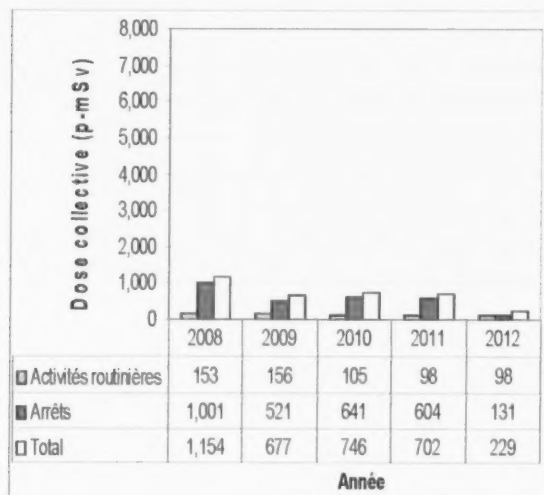
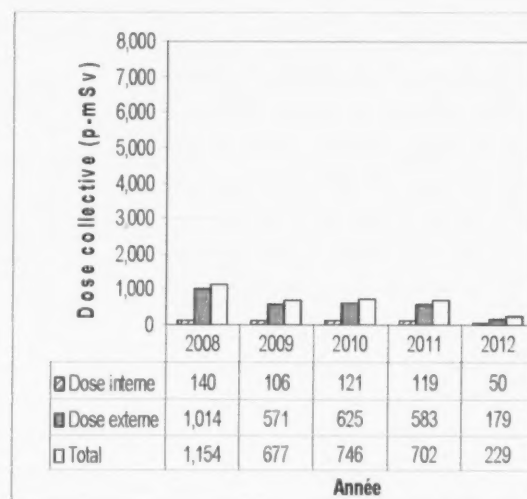


Figure D.16 : Dose efficace collective par expositions internes et externes à la centrale Gentilly-2



D.5 Doses efficaces collectives annuelles à la centrale Point Lepreau

En 2012, le contrôle de l'exposition des travailleurs au rayonnement a été efficace à la centrale Point Lepreau. Comme le montrent les figures D.17 et D.18, les doses efficaces collectives des travailleurs étaient moins élevées par comparaison à celles de l'année, ceci étant dû à une réduction du nombre et de la portée des activités radiologiques réalisées. Les principaux travaux radiologiques liés à la réfection ont été réalisés au printemps 2012. Ces travaux comprenaient l'installation des tuyaux d'alimentation inférieurs, des essais d'étanchéité et le chargement du combustible neuf.

Les doses collectives reçues lors de l'exécution des travaux importants étaient globalement semblables à celles prévues. La dose totale reçue pendant le projet est approximativement 12,3 p-Sv (12 300 p-mSv), soit en deçà des 12,7 p-Sv prévus pour celui-ci.

Les doses efficaces reçues par les travailleurs en 2012, ainsi que les valeurs moyenne et maximale de ces doses sont présentées à la section 2.7.

Figure D.17 : Dose efficace collective à la centrale Point Lepreau, pour chaque état d'exploitation*

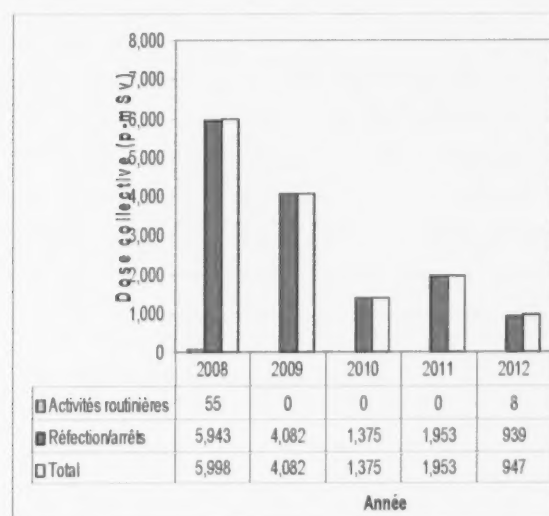
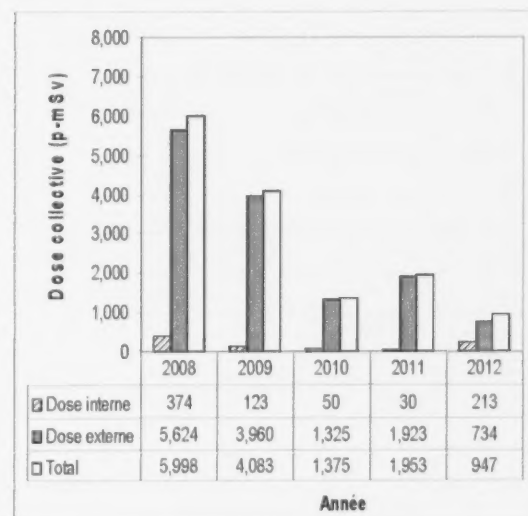


Figure D.18 : Dose efficace collective par expositions internes et externes à la centrale Point Lepreau*



* La réfection de la centrale a commencé en avril 2008. L'exploitation commerciale de la centrale a repris le 23 novembre 2012.

D.6 Moyenne des doses efficaces collectives aux centrales nucléaires en exploitation au Canada

Pendant la majeure partie de l'année 2012, dix-sept réacteurs étaient en exploitation. Trois tranches ont été remises en service à l'automne 2012, à la suite de la fin de projets de réfection : la tranche 1 de la centrale Bruce-A en septembre 2012, la tranche 2 de cette centrale en octobre 2012 et la centrale Point Lepreau en novembre 2012.

Aux tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A et à la centrale Point Lepreau, les doses attribuables aux activités routinières à la suite de leur réfection ont été de moindre importance. Un arrêt a cependant eu lieu à la tranche 1 de la centrale Bruce-A en novembre et les doses à cette tranche ont donc été tenues en compte pour le calcul des doses collectives aux centrales nucléaires.

Comme le montrent les figures D.19 et D.20, les doses efficaces collectives aux centrales nucléaires et la moyenne de la dose efficace collective par réacteur en exploitation ont augmenté en comparaison des dernières années. Ce résultat est largement attribuable aux programmes de grande envergure qui ont été mis en œuvre pendant les arrêts aux sites Bruce et Pickering.

Figure D.19 : Dose efficace collective aux centrales nucléaires en exploitation au Canada, pour chaque état d'exploitation, de 2008 à 2012*

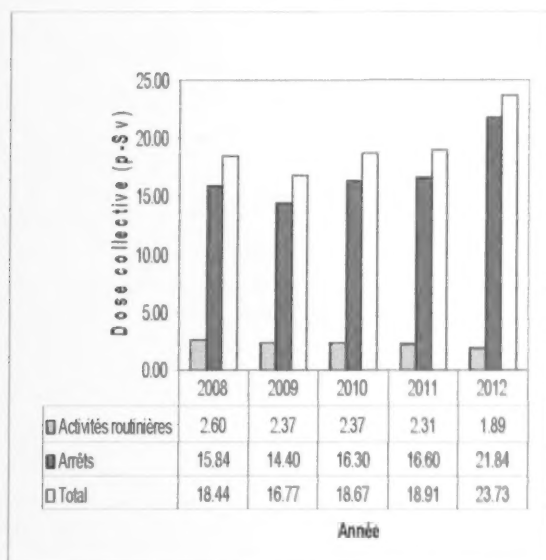
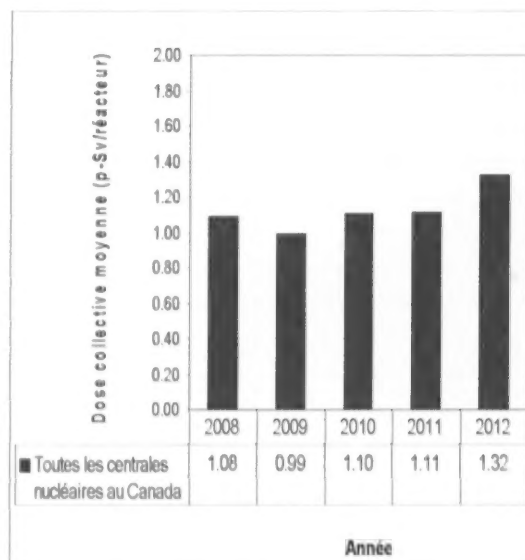


Figure D.20 : Moyenne de la dose efficace collective par réacteur en exploitation au Canada, de 2008 à 2012**



- * Les doses collectives ne comprennent pas celles liées aux activités routinières et de réfection aux tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A et à la centrale Point Lepreau, ainsi que celles liées aux tranches 2 et 3 de la centrale Pickering-A qui sont dans un état de conservation sûr.
- ** La moyenne de la dose collective calculée pour l'année 2012 tient compte de 18 tranches. La tranche 2 de la centrale Bruce-A et la centrale Point Lepreau sont exclues.

Annexe E : Limites opérationnelles dérivées (LOD) aux centrales nucléaires au Canada

Afin d'estimer les doses de rayonnement auxquelles les membres du public peuvent être exposés suite aux rejets courants des centrales nucléaires, on utilise une unité appelée « limite opérationnelle dérivée » (LOD), celle-ci étant fondée sur la limite de dose réglementaire de 1 millisievert par année (1 mSv/an).

Les LOD sont nécessaires, car le rejet dans l'environnement de matières nucléaires (effluents gazeux et liquides) peut exposer le public à de faibles doses de rayonnement, par voies externes et internes. Une exposition externe découle d'un contact direct avec la surface de sols contaminés par des radionucléides ou d'une immersion dans de l'eau ou une atmosphère contaminée. Une exposition interne découle de l'absorption de radionucléides par inhalation (respiration) et/ou par ingestion de nourriture contaminée. Ces doses aux membres du public sont assujetties aux limites obligatoires qui sont stipulées aux articles 13 et 14 du *Règlement sur la radioprotection*.

Depuis 1987, les LOD sont calculées à l'aide d'une méthode recommandée par l'Association canadienne de normalisation dans sa norme CAN/CSA N288.1-M87. En 2008, une nouvelle révision de cette norme a été publiée sous le numéro CSA-N288.1 08 [27].

Les tableaux E.1 et E.2 donnent les LOD pour les effluents gazeux et liquides des centrales nucléaires au Canada.

Tableau E.1 : LOD pour les effluents gazeux

Centrale nucléaire	Tritium* (TBq)	Iode-131 (TBq)	Gaz rares (TBq)	Particules radioactives (TBq)	Carbone-14 (TBq)
Bruce-A ^a	$1,4 \times 10^5$	1,3	$4,8 \times 10^4$	0,31	$1,1 \times 10^3$
Bruce-B ^b	$2,7 \times 10^5$	0,98	$1,1 \times 10^5$	0,74	$1,1 \times 10^3$
Darlington ^c	$5,9 \times 10^4$ (HTO) $8,5 \times 10^5$ (HT)**	1,4	$4,5 \times 10^4$	0,67	$3,5 \times 10^2$
Pickering-A ^d	$5,5 \times 10^4$	9,7	$2,9 \times 10^4$	2,1	$6,3 \times 10^3$
Pickering-B ^e	$5,5 \times 10^4$	9,7	$2,9 \times 10^4$	2,1	$6,3 \times 10^3$
Gentilly-2 ^f	$8,6 \times 10^4$	0,3	$7,7 \times 10^4$ ***	1,2	$2,0 \times 10^2$
Point Lepreau ^g	$4,3 \times 10^5$	$6,0 \times 10^1$	$2,9 \times 10^5$	5,4	$3,3 \times 10^3$

* Oxyde de tritium (HTO)

** Limite opérationnelle dérivée pour le tritium élémentaire (HT) produit par l'installation d'extraction de tritium à la centrale nucléaire de Darlington

*** TBq-MeV (térabecquerel-million d'électronvolts)

Tableau E.2 : LOD pour les effluents liquides

Centrale nucléaire	Tritium* (TBq)	Activité bêta-gamma (TBq)	Carbone-14 (TBq)
Bruce-A ^a	2,1 x 10 ⁶	1,0 x 10 ²	2,6 x 10 ³
Bruce-B ^b	2,3 x 10 ⁶	1,1 x 10 ²	2,8 x 10 ³
Darlington ^c	5,3 x 10 ⁶	7,1 x 10 ¹	9,7 x 10 ²
Pickering-A ^d	5,1 x 10 ⁵	4,7	6,4 x 10 ¹
Pickering-B ^e	5,1 x 10 ⁵	4,7	6,4 x 10 ¹
Gentilly-2 ^f	1,2 x 10 ⁷	1,8 x 10 ²	2,4 x 10 ³
Point Lepreau ^g	1,6 x 10 ⁷	1,5 x 10 ¹	3,0 x 10 ²

* Oxyde de tritium (HTO)

- a Commission canadienne de sûreté nucléaire. (novembre 2009). *Nuclear Power Reactor Operating Licence Bruce Nuclear Generating Station A (PROL 15.00/2014)*, annexe C : « Derived Release Limits »
- b Commission canadienne de sûreté nucléaire. (novembre 2009). *Nuclear Power Reactor Operating Licence Bruce Nuclear Generating Station B (PROL 16.00/2014)*, annexe C : « Derived Release Limits »
- c Ontario Power Generation. (octobre 2011). *Derived Release Limits for Darlington Nuclear Generating Station*, NK38-REP-03482-10001-R01 (cité en référence dans le manuel des conditions du permis LCH-DNGS-R000 en appui au PERP 13.00/2014)
- d Commission canadienne de sûreté nucléaire. (octobre 2010). *Nuclear Power Reactor Operating Licence Pickering Nuclear Generating Station A (PROL 04.01/2013)*, annexe A.3 : « Derived Release Limits »
- e Ontario Power Generation. (avril 2006). *Derived Release Limits for Pickering Nuclear Generating Station B*, NK30-REP-03482-00001-R001 (cité en référence dans le PERP 08.04/2013)
- f Hydro-Québec. (2003). *Limites opérationnelles dérivées pour les rejets aériens de Gentilly-2* (mentionnées à la section A.3 du PERP 10-01-2016)
- g Énergie nucléaire Nouveau-Brunswick Inc. (1996). Document de référence de la centrale Point Lepreau : *Derived Emission Limits for Radionuclides in Airborne and Liquid Effluents*, RID-01364-L1, révision 2 (cité en référence dans le manuel des conditions du permis LCH-PLNGS-R001 en appui au PERP 17.08/2017)

Annexe F : État d'avancement de la mise en œuvre des mesures à prendre aux centrales nucléaires

Le tableau F.1 présente l'état d'avancement de la mise en œuvre des mesures à prendre à chaque centrale, en date du 30 avril 2013, suivi d'une description de chacune des mesures à prendre. Le dossier de chaque mesure applicable aux centrales nucléaires ne sera fermé que lorsque toutes les centrales auront obtenu les résultats attendus et que ceux-ci auront été acceptés par la CCSN. Dans certains cas, des dossiers spécifiques à des centrales pourront être ouverts afin de faire le suivi de travaux visant à obtenir d'autres résultats attendus.

Le *Plan d'action de la CCSN* [29] fournit une description complète des mesures applicables aux centrales nucléaires énumérées dans la présente annexe.

Tableau F.1 : État d'avancement de la mise en œuvre des mesures à prendre aux centrales nucléaires à la suite de l'accident de Fukushima (en date du 30 avril 2013)

	Darlington				Pickering-A				Pickering-B				Bruce-A				Bruce-B				Point Lepreau				Gentilly-2**			
MPF*	'12	'13	'14	'15	'12	'13	'14	'15	'12	'13	'14	'15	'12	'13	'14	'15	'12	'13	'14	'15	'12	'13	'14	'15	'12	'13	'14	'15
1.1.1	✓				✓				✓				✓				✓				✓				✓			
1.1.2	✓				✓				✓				✓				✓				✓				✓			
1.2.1		✓				S.O.			✓				✓				✓				✓				✓			
1.2.2		✓				S.O.			✓				O				O				✓				✓			
1.2.3		O				S.O.			✓				O				O				✓				✓			
1.3.1				✓				O			✓					✓				✓				✓				S
1.3.2				O				O			O					O				O				✓				S
1.4.1	✓				✓				✓				✓				✓				✓				✓			
1.5.1**		✓				O			✓				O				O				O				O			
1.6.1		✓				O			✓				O				O				O				O			
1.6.2		S.O.				O			✓				O				O				O				O			
1.7.1		O				O			O				O				O				O				O			
1.8.1		O				O			O				O				O				O				O			S
1.9.1			O				O				O				O			O				O					O	
1.10.1	✓				✓				✓				✓				✓				O				S			
1.10.2	✓				✓				✓				✓				✓				O				S			
1.11.1	✓				✓				✓				✓				✓				✓				S			
2.1.1**		✓				O			O				O				O				O				S			
2.1.2**		✓				O			O				O				O				O				S			
2.2.1		✓				O			O				O				O				O				S			
3.1.1		✓				✓			✓				✓				✓				✓				S			
3.1.2		O				O			O				O				O				S.O.				S.O.			
3.1.3		✓				✓			✓				O				O				✓				O			
3.1.4		O				O			O				O				O				✓				S			
3.2.1	✓				✓				✓				✓				✓				S.O.				S.O.			
3.2.2	✓				✓				✓				✓				✓				S.O.				S.O.			
4.1.1	✓				✓				✓				✓				✓				✓				O			
4.1.2	✓				✓				✓				✓				✓				✓				O			
4.2.1	✓				✓				✓				✓				✓				✓				O			
5.1.1	✓				✓				✓				✓				✓				✓				S			
5.1.2	✓				✓				✓				✓				✓				✓				S			
5.2.1	✓				✓				✓				✓				✓				S.O.				O			
5.2.2	✓				✓				✓				✓				✓				S.O.				S			
5.2.3	✓				✓				✓				✓				✓				S.O.				✓			
5.3.1	✓				✓				✓				✓				✓				✓				S			
5.4.1	S.O.				S.O.				S.O.				S.O.				S.O.				O				S			
Total	18	15	1	2	18	15	1	2	18	15	1	2	18	15	1	2	18	15	1	2	18	15	1	2	18	15	1	2
Fermé/S.O.	18	10	0	1	18	5	0	0	18	8	0	1	18	2	0	1	18	2	0	1	15	7	0	2	4	11	0	2
Ouvert	0	5	1	1	0	10	1	2	0	7	1	1	0	13	1	1	0	13	1	1	3	8	1	0	4	5	1	0

* Les MPF sont décrites dans les pages qui suivent

** Prolongation jusqu'en 2014/15 à l'étude

✓ Dossier fermé

O Fermeture demandée/examen en cours

□ Gentilly-2 (dossiers ouverts)

O – Dossier ouvert

S – En suspens

S.O. – Sans objet

MPF	Mesure à prendre à la suite de l'accident de Fukushima
1.1.1	Une évaluation actualisée de la capacité des vannes de décharge du condenseur de purge/dégazeur fournissant une preuve supplémentaire que les vannes ont une capacité suffisante. Décembre 2012.
1.1.2	Au besoin, un plan et un calendrier pour les essais de confirmation de l'installation ou la mise en place d'une capacité de décharge supplémentaire. Décembre 2012.
1.2.1	Une évaluation de la capacité de décharge de l'ensemble cuve de calandre/bouclier thermique. Décembre 2013.
1.2.2	Si la capacité de décharge est insuffisante, une évaluation des avantages offerts par une capacité de décharge suffisante et de la faisabilité d'assurer une capacité de décharge supplémentaire. Décembre 2013.
1.2.3	Si une capacité de décharge supplémentaire est avantageuse et réalisable, un plan et un calendrier pour assurer une capacité de décharge supplémentaire. Décembre 2013.
1.3.1	Des évaluations du caractère adéquat des moyens existants pour protéger l'intégrité du confinement et empêcher des rejets incontrôlés dans le cas d'AHD, y compris les accidents graves. Décembre 2015.
1.3.2	Lorsque les moyens existants sont jugés insuffisants pour protéger l'intégrité du confinement et prévenir les rejets accidentels de matières radioactives dans le cas d'AHD, y compris les accidents graves, un plan et un calendrier d'amélioration de la conception afin de contrôler les rejets radiologiques à long terme et, dans la mesure du possible, les rejets non filtrés. Décembre 2015.
1.4.1	Un plan et un calendrier pour l'installation de recombineurs autocatalytiques passifs aussi rapidement que possible. Décembre 2012.
1.5.1	Une évaluation du potentiel de génération d'hydrogène dans la zone de la piscine de stockage du combustible usé (PSCU) et de la nécessité de recourir à des mesures d'atténuation de l'hydrogène. Décembre 2013.
1.6.1	Une évaluation de la réponse structurale de la PSCU aux températures supérieures à la température limite de conception, y compris une évaluation du taux de fuite maximal crédible après tout dommage structural prévu. Décembre 2013.
1.6.2	Un plan et un calendrier pour la mise en œuvre de toute mesure d'atténuation supplémentaire jugée nécessaire par l'évaluation de l'intégrité structurale. Décembre 2013.
1.7.1	Un plan et un calendrier pour l'optimisation des mesures existantes (fournir un appoint au circuit caloporteur primaire, aux générateurs de vapeur, au modérateur, etc.) et prévoyant la mise en place de mesures additionnelles pour ces différents appoints, avec les analyses s'y rapportant. Décembre 2013.
1.8.1	Un plan détaillé et un calendrier pour l'évaluation de la pérennité de l'équipement, ainsi qu'un plan et un calendrier de la mise à niveau de l'équipement, le cas échéant compte tenu de l'évaluation. Décembre 2013.
1.9.1	Une évaluation de l'habitabilité des installations de commande dans les conditions découlant des AHD et des accidents graves. Le cas échéant, un plan détaillé et le calendrier des mises à niveau des installations de contrôle. Décembre 2014.
1.10.1	Une évaluation des besoins et des capacités en alimentation électrique pour les principaux dispositifs d'instrumentation et de contrôle. L'évaluation doit déterminer les améliorations possibles qui permettraient d'augmenter la disponibilité de ces dispositifs, au besoin. Décembre 2012.

MPF	Mesure à prendre à la suite de l'accident de Fukushima
1.10.2	Un plan et un calendrier de mise en œuvre des mises à niveau choisies. Une cible de huit heures sans avoir besoin d'un soutien hors site devrait être utilisée. Décembre 2012.
1.11.1	Un plan et un calendrier pour les achats (d'équipement d'urgence et d'autres ressources qui pourraient être stockés hors site). Décembre 2012.
2.1.1	Réévaluer, à l'aide de calculs modernes et de méthodes de pointe, l'ampleur propre au site de chaque événement externe pouvant avoir une incidence sur la centrale. Décembre 2013.
2.1.2	Évaluer si la protection nominale actuelle propre au site, pour chaque événement externe pris en compte au point 1 ci-dessus, est suffisante. Si des lacunes sont décelées, un plan de correction devrait être proposé. Décembre 2013.
2.2.1	Plan de mise en œuvre, spécifique à chaque site, du document d'application de la réglementation RD-310, <i>Analyse de la sûreté pour les centrales nucléaires</i> . Décembre 2013.
3.1.1	Lorsque des lignes directrices en matière de gestion des accidents graves (LDGAG) n'ont pas été élaborées, finalisées ou totalement mises en œuvre, fournir des plans et des calendriers de réalisation. Décembre 2013.
3.1.2	Pour les centrales à tranches multiples, fournir des plans et des calendriers pour incorporer les événements pouvant toucher plusieurs tranches aux LDGAG. Décembre 2013.
3.1.3	Pour toutes les centrales, fournir des plans et les calendriers pour l'inclusion des événements pouvant toucher les PSCU dans la documentation d'exploitation de la centrale, le cas échéant. Décembre 2013.
3.1.4	Démontrer l'efficacité des LDGAG au moyen d'exercices de simulation et de simulations en milieu réel. Décembre 2013.
3.2.1	Une évaluation du caractère adéquat de la modélisation actuelle des accidents graves aux centrales à tranches multiples. L'évaluation devrait fournir une spécification fonctionnelle de tous les modèles améliorés nécessaires. Décembre 2012.
3.2.2	Un plan et un calendrier d'élaboration de la modélisation améliorée, y compris tout le soutien expérimental nécessaire. Décembre 2012.
4.1.1	Une évaluation du caractère adéquat des plans et programmes d'urgence en place. Décembre 2012.
4.1.2	Un plan et un calendrier pour combler les lacunes relevées dans l'évaluation. Décembre 2012.
4.2.1	Un plan et un calendrier pour l'élaboration de programmes améliorés d'exercices. Décembre 2012.
5.1.1	Une évaluation du caractère adéquat de l'alimentation électrique de secours pour les installations et l'équipement d'urgence. Décembre 2012.
5.1.2	Un plan et un calendrier pour combler les lacunes relevées. Décembre 2012.
5.2.1	Déterminer le soutien et les ressources externes qui peuvent être nécessaires pendant une urgence. Décembre 2012.
5.2.2	Identifier les accords relatifs au soutien et aux ressources externes qui ont été officialisés et documentés. Décembre 2012.
5.2.3	Déterminer si les accords non documentés peuvent être officialisés. Décembre 2012.
5.3.1	Fournir le plan d'un projet d'installation et un calendrier connexe. Décembre 2012.
5.4.1	Développer des outils de modélisation des termes sources et des doses propres à chaque centrale. Décembre 2012.

Acronymes et abréviations

AD	accident de dimensionnement
AHD	accident hors dimensionnement
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
ALARA	au niveau le plus faible qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre
ASF	approche systématique à la formation
AU	arrêt d'urgence
BCP	baisse contrôlée de puissance
CANDU	CANada Deutérium Uranium
CCSN	Commission canadienne de sûreté nucléaire
C de Q	chef de quart
CEEP	coefficient d'exécution de l'entretien préventif
CGU	centre de gestion des urgences
CMD	document aux commissaires
COG	Groupe des propriétaires de CANDU (de l'anglais « CANDU Owners Group »)
CSA	Association canadienne de normalisation (comme l'indiquent certains titres de norme, l'association est maintenant connue sous le nom de « Groupe CSA »)
CVC	critère de vérification de la conformité
DSR	domaine de sûreté et de réglementation
EACL	Énergie atomique du Canada limitée
EE	évaluation environnementale
EIS	examen intégré de sûreté
Énergie NB	Énergie nucléaire Nouveau-Brunswick Inc.
EPR	évaluation probabiliste des risques
EPS	étude probabiliste de sûreté
GPERRA	grosse perte de caloporteur
IGDRS	installation de gestion des déchets radioactifs solides
INPO	Institute of Nuclear Power Operations
LCE	<i>Ligne de conduite pour l'exploitation</i>
LDGAG	ligne directrice en matière de gestion des accidents graves
LOD	limite opérationnelle dérivée
LSRN	<i>Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires</i>
MCP	manuel des conditions du permis
MPF	mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima
OMU	organisme des mesures d'urgence
OPEX	expérience d'exploitation
OPG	Ontario Power Generation
OR	opérateur de réacteur
OTO	opérateur de la tranche 0
PEB	plan de prolongation de l'exploitation de la centrale Pickering-B
PERP	permis d'exploitation d'un réacteur de puissance
PES	paramètres d'exploitation sûre
PGCV	programme de gestion du cycle de vie
PIP	programme d'inspection périodique
PSCU	piscine de stockage du combustible usé
QE	qualification environnementale
QSC	question de sûreté relative au CANDU
R-D	recherche et développement
RIE	rapports initiaux d'événement

RRP	recul rapide de puissance
RTR	responsable technique de la radioprotection
SEU	système d'eau d'urgence
SRUC	système de refroidissement d'urgence du cœur
SSC	structures, systèmes et composants
WANO	Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires

Glossaire

Accident de dimensionnement (AD) (*design-basis accident*)

Conditions d'accident qui ont été prises en compte dans la conception d'une centrale nucléaire selon des critères établis et dont les dommages au combustible et les rejets de matières radioactives ne dépassent pas les limites prescrites.

Accident hors dimensionnement (AHD) (*beyond-design-basis accident*)

Conditions d'accident moins fréquentes et plus graves que celles d'un accident de dimensionnement. Un AHD peut entraîner ou non la détérioration du cœur du réacteur.

Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) (*International Atomic Energy Agency*)

Un organisme international indépendant qui fait partie de l'Organisation des Nations Unies. L'AIEA, dont le siège social est situé à Vienne, travaille de concert avec ses États membres et de multiples partenaires partout dans le monde afin de promouvoir l'utilisation sûre, sécuritaire et pacifique des technologies nucléaires. L'AIEA fait rapport annuellement à l'Assemblée générale des Nations Unies et, lorsque approprié, au Conseil de sécurité de l'ONU sur les cas de non-conformité d'États à l'égard de leurs obligations en matière de garanties ainsi que sur des sujets concernant la paix et la sécurité internationales.

Analyse des causes fondamentales (*root-cause analysis*)

Analyse objective, structurée, systématique et exhaustive visant à déterminer les raisons intrinsèques d'une situation ou d'un événement en tenant compte de l'importance de l'événement sur le plan de la sûreté.

Approche en fonction du risque (*risk-informed approach*)

Méthode moderne de classification des accidents qui tient compte de l'éventail complet des incidents possibles, notamment ceux qui ont les conséquences le plus graves pour la population.

Approche systématique à la formation (ASF) (*systematic approach to training*)

Approche logique de la formation qui comprend les étapes suivantes :

- l'analyse dont l'objet est de préciser les connaissances et les compétences nécessaires pour occuper un poste
- la conception qui consiste à définir les objectifs de formation et à produire un plan de formation pour un poste donné à partir des connaissances et des compétences nécessaires pour occuper ce poste
- l'élaboration où l'on prépare les documents de formation pour atteindre les objectifs de formation
- la mise en œuvre où l'on donne la formation à l'aide des documents élaborés précédemment
- l'évaluation où l'on recueille et analyse les données sur chacune des étapes précédentes pour déterminer l'efficacité de la formation et prend les mesures appropriées pour l'améliorer

Arrêt imprévu (*forced outage*)

L'arrêt d'un réacteur entraînant une période d'arrêt qui ne figurait pas sur le plan à long terme du titulaire de permis ou qui n'est pas effectué en raison d'une demande découlant d'une production d'électricité surpassant les besoins de base.

Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (WANO) (*World Association of Nuclear Operators (WANO)*)

Un organisme sans but lucratif dont la mission est de maximiser la sûreté et la fiabilité des centrales nucléaires à l'échelle mondiale, en collaborant afin d'évaluer, de comparer et d'améliorer le rendement grâce à l'appui mutuel, l'échange de renseignements et l'émulation des pratiques exemplaires.

Baisse contrôlée de puissance (BCP) (*setback*)

Système conçu pour réduire automatiquement la puissance du réacteur à un taux lent en cas de problème. Le système de baisse contrôlée de puissance (BCP) fait partie du système de régulation du réacteur. (Voir également recul rapide de puissance (RRP).)

Blessure entraînant une perte de temps de travail (*lost-time injury*)

Une blessure ou une maladie résultant directement d'un incident au travail et occasionnant des jours de travail perdus, autres que la journée de l'incident.

Blessure nécessitant des soins médicaux (*medically treated injury*)

Une blessure ou une maladie résultant directement d'un incident au travail et nécessitant des soins médicaux autres que les premiers soins, mais pour laquelle aucune journée de travail n'a été perdue.

Becquerel (Bq) (*becquerel (Bq)*)

Unité de mesure de la quantité de matières radioactives. Un Bq correspond à la désintégration d'un atome par seconde.

Commission (*Commission*)

La Commission canadienne de sûreté nucléaire constituée par l'article 8 de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (LSRN). Elle est une personne morale d'au plus sept membres, nommés par le gouverneur en conseil. La mission de la Commission est la suivante :

- de réglementer le développement, la production et l'utilisation de l'énergie nucléaire, ainsi que la production, la possession, l'utilisation et le transport des substances nucléaires, de l'équipement réglementé et des renseignements réglementés afin que :
 - le niveau de risque inhérent à ces activités tant pour la santé et la sécurité des personnes que pour l'environnement, demeure acceptable
 - le niveau de risque inhérent à ces activités pour la sécurité nationale demeure acceptable
 - ces activités soient exercées en conformité avec les mesures de contrôle et les obligations internationales que le Canada a assumées
- d'informer objectivement le public - sur les plans scientifique ou technique ou en ce qui concerne la réglementation du domaine de l'énergie nucléaire - sur ses activités et sur les conséquences, pour la santé et la sécurité des personnes et pour l'environnement, des activités liées au développement, à la production, à la possession, à l'utilisation et au transport de substances nucléaires, de l'équipement réglementé et des renseignements réglementés

Conditions additionnelles de dimensionnement (*design extension conditions*)

Conditions d'accident qui ne sont pas considérées comme des accidents de dimensionnement, mais qui sont prises en considération dans les processus de conception de la centrale.

Défaillance grave de système fonctionnel (*serious process failure*)

Défaillance d'une structure, d'un système ou d'un composant d'un système fonctionnel :

- qui provoque une défaillance systématique du combustible ou produit un rejet important d'une centrale nucléaire
- qui pourrait provoquer une défaillance systématique du combustible ou produire un rejet important si aucun des systèmes spéciaux de sûreté n'entre en fonction

Document aux commissaires (CMD) (*Commission member document*)

Document préparé par le personnel de la CCSN, les promoteurs et les intervenants pour les fins d'une audience ou d'une réunion de la Commission. Chaque CMD se voit attribuer un numéro d'identification particulier.

Dossiers génériques (*generic action item (GAI)*)

Dossiers qui traitent de questions liées à la sûreté qui ne sont pas réglées et qui, en plus de s'appliquer à plusieurs centrales CANDU, ont été choisies par le personnel de la CCSN parce qu'elles nécessitent que des mesures correctives soient prises par des titulaires de permis dans des délais raisonnables.

Durée de vie nominale (*design life*)

Période pendant laquelle il est prévu que l'installation, les structures, les systèmes et les composants pourront être exploités de manière sûre.

Effectif minimal par quart (*minimum shift component*)

Nombre minimal de travailleurs qualifiés qui doivent être présents en tout temps, pour assurer l'exploitation sûre de l'installation nucléaire et fournir une capacité d'intervention adéquate en cas d'urgence. Également appelé « effectif minimal ».

Équivalent d'une heure à pleine puissance (EHPP) (*effective full power hour (EFPH)*)

Période de service d'un composant égale à la quantité de service à pleine capacité que le composant cumulerait s'il était en service de façon continue pendant une heure complète.

État d'arrêt garanti (EAG) (*guaranteed shutdown state*)

Méthode qui vise à assurer la mise à l'arrêt du réacteur. Elle comprend l'ajout au modérateur d'un absorbeur de neutrons, qui les retire ainsi de la réaction en chaîne de fission, ou l'évacuation du modérateur du réacteur.

Étude probabiliste de sûreté (EPS) (*probabilistic safety assessment*)

Analyse complète et intégrée de la sûreté d'une centrale nucléaire ou d'un réacteur. L'étude tient compte de la probabilité, de la progression et des conséquences de la défaillance des équipements ou des conditions transitoires, analyse sa probabilité, ses conséquences et la progression de l'incident. L'analyse fournit des données numériques qui donnent une mesure cohérente de la sûreté de la centrale ou du réacteur :

- une EPS de niveau 1 détermine et quantifie les séquences d'événements conduisant à une perte d'intégrité structurelle du cœur et à des défaillances massives de combustible
- une EPS de niveau 2 part des résultats du niveau 1 ; elle analyse le comportement du confinement, évalue les radionucléides émis par le combustible défaillant et quantifie les rejets dans l'environnement
- une EPS de niveau 3 part des résultats du niveau 2 ; elle analyse la distribution des radionucléides dans l'environnement et évalue les effets sur la santé publique

On utilise également l'appellation « évaluation probabiliste des risques » (EPR) pour désigner une EPS.

Fondement d'autorisation (*licensing basis*)

Ensemble d'exigences et de documents visant une installation ou une activité réglementée, qui comprend :

- les exigences réglementaires stipulées dans les lois et règlements applicables
- les conditions et les mesures de sûreté et de réglementation décrites dans le permis relatif à l'installation ou à l'activité et les documents cités en référence directement dans ce permis
- les mesures de sûreté et de réglementation décrites dans la demande de permis et les documents soumis à l'appui de cette demande

Fréquence des accidents (*accident frequency*)

Une mesure du nombre de pertes de vie et de blessures (entraînant une perte de temps de travail ou nécessitant des soins médicaux) dues à des accidents à une centrale par 200 000 heures-personnes (approximativement 100 années-personnes) travaillées à la centrale.

Générateur de vapeur (*steam generator*)

Échangeur de chaleur qui transfère la chaleur de l'eau lourde (caloporteur) à l'eau ordinaire. L'eau ordinaire bout et produit ainsi de la vapeur qui actionne la turbine. Les tubes du générateur de vapeur séparent le caloporteur du réacteur du reste du système de production d'énergie électrique.

Inspection de type I (*Type I inspection*)

Toutes les activités de vérification sur place liées aux vérifications et évaluations des programmes, procédés et pratiques d'un titulaire de permis.

Inspection de type II (*Type II inspection*)

Signifie qu'il s'agit d'une vérification routinière, de style point par point telle qu'une ronde. Une inspection de l'équipement ou de systèmes ou une évaluation des pratiques d'exploitation effectuée par le personnel de la CCSN et comprenant des vérifications de type point par point et des rondes en chantier axées sur les résultats ou le rendement des programmes, processus et pratiques des titulaires de permis. Les observations provenant de ces inspections jouent un rôle important dans la détermination des aspects pour lesquels une inspection de type I pourrait être requise afin d'identifier les problèmes systémiques des programmes, processus et pratiques.

Limite opérationnelle dérivée (LOD) (*derived release limit*)

Limite qu'impose la CCSN à l'égard du rejet de substances radioactives par une installation nucléaire autorisée de manière à donner une assurance raisonnable que la limite de dose réglementaire ne sera pas dépassée.

mSv

milliSievert. Voir également sievert.

MW(e)

Mégawatts d'électricité; c.-à-d. production d'électricité en MW

Objectif d'indisponibilité (*unavailability target*)

Le rendement actuel de la centrale est comparé aux objectifs d'indisponibilité afin de déceler les écarts par rapport au rendement prévu. La disponibilité est la fraction de temps pendant laquelle on peut démontrer qu'un système répond à toutes les normes de rendement minimal admissibles. Les titulaires de permis **ne** doivent **pas** dépasser les objectifs d'indisponibilité.

Rapport de sûreté (*safety report*)

Un rapport qui comprend, tel que décrit dans le document d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrale nucléaire*, une description des structures, systèmes et composants (SSC) d'une centrale y compris leurs conditions de fonctionnement normal et de conception. Il inclut un rapport de l'analyse finale de sûreté démontrant la pertinence de la conception de l'installation nucléaire.

Recul rapide de puissance (RRP) (*stepback*)

Système conçu pour réduire automatiquement la puissance du réacteur à un taux rapide en cas de problème. Le système de recul rapide de puissance (RRP) fait partie du système de régulation du réacteur. (Voir également baisse contrôlée de puissance (BCP).)

Risque (*risk*)

Risque de blessure ou de perte défini comme une mesure de la probabilité et de la gravité d'un effet préjudiciable (conséquences) sur la santé, la propriété, l'environnement ou un autre élément

d'importance. Mathématiquement, il s'agit de la probabilité qu'un événement survienne multiplié par son importance (ou gravité).

Sievert (Sv) (*sievert (Sv)*)

Unité de dose qui correspond au rem ($1 \text{ Sv} = 100 \text{ rem}$). Un sievert est défini comme étant un joule d'énergie absorbée par kilogramme de tissu ($1 \text{ Sv} = 1 \text{ J/kg}$), multiplié par un facteur de pondération approprié, sans dimension.

Structures, systèmes et composants (SSC) (*structures, systems and components*)

Terme général englobant tous les éléments d'une installation ou d'une activité qui contribuent à la protection et à la sûreté. Les structures sont des éléments passifs : bâtiments, cuves, boucliers ou blindages, etc. Un système comprend plusieurs composants assemblés de manière à exécuter une fonction (active) spécifique. Un composant est un élément discret d'un système, par exemple des câbles, des transistors, des circuits intégrés, des moteurs, des relais, des solénoïdes, des conduites, des raccords, des pompes, des réservoirs et des vannes.

Système de sûreté (*safety system*)

Un système qui a pour fonction d'assurer l'arrêt sécuritaire du réacteur ou l'évacuation de la chaleur résiduelle du cœur du réacteur, ou de limiter les conséquences des incidents de fonctionnement prévus et des accidents de dimensionnement (AD).

Systèmes importants pour la sûreté (*system important to safety*)

Structures, systèmes et composants (SSC) d'une centrale nucléaire qui sont associés au déclenchement, à la prévention, à la détection ou à l'atténuation de toute séquence de défaillance pouvant mener à l'endommagement du combustible ou au rejet associé de radionucléides, ou les deux.

Système lié à la sûreté (*safety-related system*)

Selon la définition de la norme de l'Association canadienne de normalisation (CSA) N285.0-F08, *Exigences générales relatives aux systèmes et aux composants sous pression des centrales nucléaires CANDU*, norme à laquelle on fait référence dans les permis d'exploitation de centrale nucléaire, ce sont les « systèmes et leurs composants et supports connexes qui, à défaut de fonctionner selon l'usage prévu, risquent d'influer sur la sécurité radiologique de la population ou du personnel de la centrale nucléaire. Ces systèmes et leurs composants comprennent :

- la régulation (y compris le démarrage et l'arrêt contrôlés) et le refroidissement du cœur du réacteur dans des conditions normales (y compris l'ensemble des conditions normales d'exploitation et d'arrêt)
- la régulation, l'arrêt et le refroidissement du cœur du réacteur dans des conditions transitoires prévues, des situations accidentelles, et le maintien du cœur du réacteur dans un état d'arrêt sécuritaire pendant une période prolongée à la suite de telles conditions
- la limitation des émissions de matières radioactives et de l'exposition du personnel de la centrale et (ou) de la population afin de respecter les critères établis par l'organisme de réglementation à l'égard de l'exposition aux radiations pendant ou à la suite de conditions normales ou transitoires prévues et de situations accidentelles.

N.B. :

- 1) L'expression « système de sûreté » couvre un vaste éventail de systèmes dotés de fonctions de sûreté très importantes à ceux qui ont un effet moins direct sur la sûreté. Plus l'incidence possible d'une défaillance du système est grande par rapport à la sécurité radiologique, plus la compréhension de l'expression « de sûreté » prend de l'importance.
- 2) Le terme « sûreté » s'applique également à certaines activités reliées à la conception, à la fabrication, à la construction, à la mise en service et à l'exploitation de systèmes de sûreté, ainsi qu'à d'autres activités qui peuvent de la même façon porter atteinte à la sécurité radiologique de la population ou

du personnel de la centrale, notamment la surveillance de l'environnement et des effluents, la radioprotection et la dosimétrie, ainsi que la manutention des matières radioactives (y compris la gestion des déchets). Plus l'incidence possible de l'exécution de l'activité est grande par rapport à la sécurité radiologique, plus la compréhension de l'expression « de sûreté » prend de l'importance.

- 3) Certaines défaillances d'autres systèmes peuvent nuire à un système de sûreté (p. ex., inondation ou dommage mécanique). Ce risque et ses mesures de contrôle nécessaires devraient être pris en compte au cours des phases appropriées. »

Système spécial de sûreté (*special safety system*)

S'entend d'un des systèmes suivants d'une centrale nucléaire : système d'arrêt d'urgence n° 1, système d'arrêt d'urgence n° 2, système de confinement ou système de refroidissement d'urgence du cœur du réacteur.

Taux de gravité des accidents (*accident severity rate*)

Une mesure du nombre total de jours de travail perdus en raison d'accidents par 200 000 heures-personnes.

TBq

Térabecquerel. Voir également becquerel.

Tube de calandre (*calandria tubes*)

Tube qui traverse la calandre et sépare les tubes de force du modérateur. Chaque tube de calandre entoure un tube de force.

Tube de force (*pressure tubes*)

Tube qui, traversant la calandre, renferme 12 ou 13 grappes de combustible. De l'eau lourde sous pression circule dans ce tube et refroidit le combustible.

Tuyau d'alimentation (*feeder*)

Le réacteur contient plusieurs centaines de canaux de combustible. Des tuyaux d'alimentation, placés à chaque extrémité des canaux de combustible, permettent d'amener l'eau lourde (caloporteur) dans les canaux de combustible aux générateurs de vapeur.

Références

1. Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires*, Ottawa, Canada, 2003
http://nuclearsafety.gc.ca/pubs_catalogue/uploads_fre/S99fr.pdf
2. Groupe CSA, N286-F05 (C2011), *Exigences relatives au système de gestion des centrales nucléaires*, 2005 (confirmée en 2011)
3. CCSN, G-323, *Assurer la présence d'un nombre suffisant d'employés qualifiés aux installations nucléaires de catégorie I – Effectif minimal*, Ottawa, Canada, 2007
http://nuclearsafety.gc.ca/pubs_catalogue/uploads_fre/G-323_f.pdf
4. Groupe CSA, N290.15-F10, *Exigences relatives à l'enveloppe d'exploitation sûre des centrales nucléaires*, 2010 <http://shop.csa.ca/fr/canada/nuclear/n2884-10/inv/27008222010>
5. CCSN, RD-310, *Analyses de la sûreté pour les centrales nucléaires*, Ottawa, Canada, 2008
http://nuclearsafety.gc.ca/pubs_catalogue/uploads_fre/RD-310_f_PDF.pdf
6. CCSN, S-294, *Études probabilistes de sûreté (ÉPS) pour les centrales nucléaires*, Ottawa, Canada, 2005 http://nuclearsafety.gc.ca/pubs_catalogue/uploads_fre/S-294_f.pdf
7. CCSN, G-306, *Programme de gestion des accidents graves touchant les réacteurs nucléaires*, Ottawa, Canada, 2006 http://nuclearsafety.gc.ca/pubs_catalogue/uploads_fre/G-306_f.pdf
8. Groupe CSA, N288.4-F10, *Programmes de surveillance de l'environnement aux installations nucléaires de catégorie I et aux mines et usines de concentration d'uranium*, 2010
9. Groupe CSA, N290.13-F05 (C2010), *Qualification environnementale des équipements pour les centrales nucléaires CANDU*, publiée en 2005 (confirmée en 2010)
10. Groupe CSA, N293-F07 CONSOLIDÉ, *Protection contre l'incendie dans les centrales nucléaires CANDU*, 2007
11. Institute of Nuclear Power Operations, INPO AP-928, *Work Management Process Description*, révision 3, Atlanta, Georgia, 2010
12. CCSN, RD/GD-210, *Programmes d'entretien des centrales nucléaires*, Ottawa, Canada, 2012 http://nuclearsafety.gc.ca/pubs_catalogue/uploads_fre/20121212-RDGD-210-maintenance-programs-nuclear-power-plants-fra.pdf
13. CCSN, S-98 révision 1, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires*, Ottawa, Canada, 2005
14. Groupe CSA, N285.4-F09, *Inspection périodique des composants des centrales nucléaires CANDU*, 2009
15. Groupe CSA, N287.7-F08, *Exigences relatives à la mise à l'essai et à la vérification, en cours d'exploitation, des enceintes de confinement en béton des centrales nucléaires*, 2008
16. Groupe CSA, N285.5-F08, *Inspection périodique des composants de confinement des centrales nucléaires CANDU*, 2008
17. CCSN, RD-334, *Gestion du vieillissement des centrales nucléaires*, Ottawa, Canada, 2011
http://www.nuclearsafety.gc.ca/pubs_catalogue/uploads_fre/RD-334-Aging-Management-for-Nuclear-Power-Plants_f.pdf

18. CCSN, G-219, *Les plans de déclasserment des activités autorisées*, Ottawa, Canada, 2000
http://www.nuclearsafety.gc.ca/pubs_catalogue/uploads_fre/G219_f.pdf
19. Groupe CSA, N294-F09, *Déclasserment des installations contenant des substances nucléaires*, 2009
20. Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), INFCIRC/140, *Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires* (également appelé *Traité sur la non-prolifération (TNP)*), Vienne, Autriche, 1970
<http://www.iaea.org/Publications/Documents/Infcires/Others/infcirc140.pdf>
21. CCSN, RD-336, *Comptabilisation et déclaration des matières nucléaires*, Ottawa, Canada, 2010 http://nuclearsafety.gc.ca/pubs_catalogue/uploads_fre/RD-336_Final_Accounting_and_Reporting_of_Nuclear_Material_f.pdf
22. Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), *Protocole additionnel à l'Accord entre le Canada et l'Agence internationale de l'énergie atomique relatif à l'application de garanties dans le cadre du Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires*, IAEA INFCIRC/164/Add 1, 2000
23. Transport Canada, *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses*, SOR/2001-286, Ottawa, Canada
24. CCSN, RD/GD-99.3, *L'information et la divulgation publiques*, Ottawa, Canada, 2012
http://nuclearsafety.gc.ca/pubs_catalogue/uploads_fre/RD_GD-99_3-fra.pdf
25. Groupe CSA, N285.0-F08/SÉRIE N285.6-F08, *Exigences générales relatives aux systèmes et composants sous pression des centrales nucléaires CANDU / Normes sur les matériaux des composants de réacteurs des centrales nucléaires CANDU*, 2008
26. CNSC, RD-353, *Mise à l'épreuve des mesures d'urgence*, Ottawa, Canada, 2008
http://www.nuclearsafety.gc.ca/pubs_catalogue/uploads_fre/rd-353-f.pdf
27. Groupe CSA, N288.1-08, *Guidelines for calculating derived release limits for radioactive material in airborne and liquid effluents for normal operation of nuclear facilities*, 2008
28. Groupe CSA, N285.4-F05, *Inspection périodique des composants des centrales nucléaires CANDU*, 2005
29. CCSN, CMD 12-M23.B, *Plan d'action de la CCSN : Leçons apprises sur l'incident survenu à Fukushima*, Ottawa, Canada, 2012
30. CCSN, G-129 révision 1, *Maintenir les expositions et les doses au « niveau le plus bas qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre (ALARA) »*, Ottawa, Canada, 2004
<http://nuclearsafety.gc.ca/fr/acts-and-regulations/regulatorydocuments/index.cfm#R15>
31. CCSN, RD-360, *Prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires*, Ottawa, Canada, 2008 http://www.nuclearsafety.gc.ca/pubs_catalogue/uploads_fre/RD-360_f_PDF.pdf
32. Groupe des propriétaires de réacteurs CANDU (COG), COG-10-9205, *Plan opérationnel 2010-2011 du programme de recherche et de développement en matière de sûreté et d'autorisation*, Toronto, Canada, 2010